Vol. 146, No. 19 Wol. 146, n° 19

Canada Gazette Part II



Gazette du Canada Partie II

OTTAWA, WEDNESDAY, SEPTEMBER 12, 2012

OTTAWA, LE MERCREDI 12 SEPTEMBRE 2012

Statutory Instruments 2012

SOR/2012-163 to 167 and SI/2012-68 to 71

Pages 1932 to 2101

Textes réglementaires 2012

DORS/2012-163 à 167 et TR/2012-68 à 71

Pages 1932 à 2101

NOTICE TO READERS

The Canada Gazette Part II is published under authority of the Statutory Instruments Act on January 4, 2012, and at least every second Wednesday thereafter.

Part II of the *Canada Gazette* contains all "regulations" as defined in the *Statutory Instruments Act* and certain other classes of statutory instruments and documents required to be published therein. However, certain regulations and classes of regulations are exempted from publication by section 15 of the *Statutory Instruments Regulations* made pursuant to section 20 of the *Statutory Instruments Act*.

The Canada Gazette Part II is available in most libraries for consultation.

For residents of Canada, the cost of an annual subscription to the *Canada Gazette* Part II is \$67.50, and single issues, \$3.50. For residents of other countries, the cost of a subscription is US\$67.50 and single issues, US\$3.50. Orders should be addressed to Publishing and Depository Services, Public Works and Government Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S5.

The Canada Gazette is also available free of charge on the Internet at http://gazette.gc.ca. It is accessible in Portable Document Format (PDF) and in HyperText Mark-up Language (HTML) as the alternate format. The PDF format of Part I, Part II and Part III is official since April 1, 2003, and is published simultaneously with the printed copy.

Copies of Statutory Instruments that have been registered with the Clerk of the Privy Council are available, in both official languages, for inspection and sale at Room 418, Blackburn Building, 85 Sparks Street, Ottawa, Canada.

For information regarding reproduction rights, please contact Public Works and Government Services Canada, by telephone at 613-996-6886 or by email at droitdauteur.copyright@tpsgc-pwgsc.gc.ca.

AVIS AU LECTEUR

La Partie II de la *Gazette du Canada* est publiée en vertu de la *Loi sur les textes réglementaires* le 4 janvier 2012, et au moins tous les deux mercredis par la suite.

La Partie II de la *Gazette du Canada* est le recueil des « règlements » définis comme tels dans la loi précitée et de certaines autres catégories de textes réglementaires et de documents qu'il est prescrit d'y publier. Cependant, certains règlements et catégories de règlements sont soustraits à la publication par l'article 15 du *Règlement sur les textes réglementaires*, établi en vertu de l'article 20 de la *Loi sur les textes réglementaires*.

On peut consulter la Partie II de la *Gazette du Canada* dans la plupart des bibliothèques.

Pour les résidents du Canada, le prix de l'abonnement annuel à la Partie II de la *Gazette du Canada* est de 67,50 \$ et le prix d'un exemplaire, de 3,50 \$. Pour les résidents d'autres pays, le prix de l'abonnement est de 67,50 \$US et le prix d'un exemplaire, de 3,50 \$US. Veuillez adresser les commandes aux Éditions et Services de dépôt, Travaux publics et Services gouvernementaux Canada, Ottawa, Canada K1A 0S5.

La Gazette du Canada est aussi disponible gratuitement sur Internet au http://gazette.gc.ca. La publication y est accessible en format de document portable (PDF) et en langage hypertexte (HTML) comme média substitut. Le format PDF en direct de la Partie I, de la Partie II et de la Partie III est officiel depuis le 1^{er} avril 2003 et est publié en même temps que la copie imprimée.

Des exemplaires des textes réglementaires enregistrés par le greffier du Conseil privé sont à la disposition du public, dans les deux langues officielles, pour examen et vente à la Pièce 418, Édifice Blackburn, 85, rue Sparks, Ottawa, Canada.

Pour obtenir des renseignements sur les droits de reproduction, veuillez communiquer avec Travaux publics et Services gouvernementaux Canada, par téléphone au 613-996-6886 ou par courriel à l'adresse droitdauteur.copyright@tpsgc-pwgsc.gc.ca.

Registration SOR/2012-163 August 21, 2012

SEX OFFENDER INFORMATION REGISTRATION ACT

Regulations Amending the Manitoba Sex Offender Information Registration Regulations

The Lieutenant Governor in Council of Manitoba, pursuant to subsection 18(1) of the Sex Offender Information Registration Act, S.C. 2004, c. 10, makes the attached Regulations Amending the Manitoba Sex Offender Information Registration Regulations.

August 15, 2012

ANDREW SWAN Minister of Justice **GREG SELINGER** Presiding Member of the Executive Council PHILIP LEE Lieutenant Governor Enregistrement DORS/2012-163 Le 21 août 2012

LOI SUR L'ENREGISTREMENT DE RENSEIGNEMENTS SUR LES DÉLINQUANTS SEXUELS

Règlement modifiant le Règlement du Manitoba sur l'enregistrement de renseignements sur les délinquants sexuels

En vertu du paragraphe 18(1) de la Loi sur l'enregistrement de renseignements sur les délinquants sexuels, L.C. 2004, ch. 10, le lieutenant-gouverneur en conseil du Manitoba prend le Règlement modifiant le Règlement du Manitoba sur l'enregistrement de renseignements sur les délinquants sexuels, ci-après.

Le 15 août 2012

Le ministre de la Justice ANDREW SWAN Le président du conseil exécutif **GREG SELINGER** Le lieutenant-gouverneur PHILIP LEE

REGULATIONS AMENDING THE MANITOBA SEX OFFENDER INFORMATION REGISTRATION REGULATIONS

AMENDMENTS

1. Item 2 of the schedule to the Manitoba Sex Offender Information Registration Regulations¹ is amended by adding the following in alphabetical order under the heading "Designated Place":

Item	m Designated Place	
2.	East St. Paul	

2. Item 3 of the schedule to the Regulations is amended by striking out the reference to "East St. Paul" under the heading "Designated Place".

3. These Regulations come into force on the day on which they are registered.

COMING INTO FORCE

(This note is not part of the Regulations.)

EXPLANATORY NOTE

Under the Sex Offender Information Registration Act, sex offenders must report to a designated registration centre and provide information to a person who is authorized to collect information from sex offenders.

RÈGLEMENT MODIFIANT LE RÈGLEMENT DU MANITOBA SUR L'ENREGISTREMENT DE RENSEIGNEMENTS SUR LES **DÉLINQUANTS SEXUELS**

MODIFICATIONS

1. L'article 2 de l'annexe du Règlement du Manitoba sur l'enregistrement de renseignements sur les délinquants sexuels¹ est modifié par adjonction, dans la colonne intitulée « Lieu », selon l'ordre alphabétique, de ce qui suit :

Article	Lieu
2.	East St. Paul

2. À l'article 3 de l'annexe du même règlement, la mention « East St. Paul », figurant dans la colonne intitulée « Lieu », est supprimée.

ENTRÉE EN VIGUEUR

3. Le présent règlement entre en vigueur à la date de son enregistrement.

NOTE EXPLICATIVE

(Cette note ne fait pas partie du Règlement.)

En vertu de la Loi sur l'enregistrement de renseignements sur les délinquants sexuels, les délinquants sexuels doivent comparaître à un bureau d'inscription désigné et fournir des renseignements à une personne autorisée à recueillir des renseignements auprès d'eux.

¹ SOR/2004-310

¹ DORS/2004-310

These Regulations amend the regulations that designate registration centres in Manitoba. The Royal Canadian Mounted Police detachment in East St. Paul is added as a designated registration centre.

Le présent règlement modifie le règlement désignant les bureaux d'inscription du Manitoba. Le détachement de la Gendarmerie royale du Canada à East St. Paul est ajouté à titre de bureau d'inscription désigné. Registration SOR/2012-164 August 22, 2012

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

Order Amending Schedule 3 to the Canadian Environmental Protection Act, 1999

Whereas, pursuant to subsection 332(1)^a of the Canadian Environmental Protection Act, 1999^b, the Minister of the Environment published in the Canada Gazette, Part I, on July 30, 2011, a copy of the proposed Order Amending Schedule 3 to the Canadian Environmental Protection Act, 1999, substantially in the annexed form, and persons were given an opportunity to file comments with respect to the proposed Order or to file a notice of objection requesting that a board of review be established and stating the reasons for the objection;

Therefore, the Minister of the Environment and the Minister of Health, pursuant to section 100 of the *Canadian Environmental Protection Act*, 1999^b, hereby make the annexed *Order Amending* Schedule 3 to the Canadian Environmental Protection Act, 1999.

Ottawa, August 16, 2012

PETER KENT

Minister of the Environment

Ottawa, August 16, 2012

LEONA AGLUKKAQ Minister of Health

Enregistrement DORS/2012-164 Le 22 août 2012

LOI CANADIENNE SUR LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT (1999)

Décret modifiant l'annexe 3 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)

Attendu que, conformément au paragraphe 332(1)^a de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)^b, le ministre de l'Environnement a fait publier dans la Gazette du Canada Partie I, le 30 juillet 2011, le projet de décret intitulé Décret modifiant l'annexe 3 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999), conforme en substance au texte ci-après, et que les intéressés ont ainsi eu la possibilité de présenter leurs observations à cet égard ou un avis d'opposition motivé demandant la constitution d'une commission de révision,

À ces causes, en vertu de l'article 100 de la *Loi canadienne sur* la protection de l'environnement (1999)^b, le ministre de l'Environnement et la ministre de la Santé prennent le Décret modifiant l'annexe 3 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999), ci-après.

Ottawa, le 16 août 2012

Le ministre de l'Environnement PETER KENT

Ottawa, le 16 août 2012

La ministre de la Santé LEONA AGLUKKAQ

ORDER AMENDING SCHEDULE 3 TO THE CANADIAN **ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999**

AMENDMENTS

- 1. Item 1 of Part 1 of Schedule 3 to the Canadian Environmental Protection Act, 1999¹ is replaced by the following:
- 1. Mirex (Dodecachloropentacyclo [5.3.0.0^{2,6}.0^{3,9}.0^{4,8}] decane) (Chemical Abstracts Service (hereinafter "CAS") 2385-85-5)
- 2. Items 4 to 11 of Part 1 of Schedule 3 to the Act are replaced by the following:
- Alachlor (2-chloro-2', 6'-diethyl-N-methoxymethyl acetanilide) (CAS 15972-60-8)
- (O-(4-bromo-2,5-dichlorophenyl) Leptophos O-methylphenylphosphonothioate) (CAS 21609-90-5)
- 6. Phosphamidon (2-chloro-2-diethylcarbamoyl-1-methylvinyl dimethyl phosphate) (CAS 13171-21-6)
 - 7. Cyhexatin (tricyclohexyltin hydroxide) (CAS 13121-70-5)

DÉCRET MODIFIANT L'ANNEXE 3 DE LA LOI CANADIENNE SUR LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT (1999)

MODIFICATIONS

- 1. L'article 1 de la partie 1 de l'annexe 3 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)¹ est remplacé par ce qui suit :
- 1. Mirex (dodécachloropentacyclo [5.3.0.0^{2,6}.0^{3,9}.0^{4,8}] décane) (Chemical Abstracts Service (ci-après « CAS ») 2385-85-5)
- 2. Les articles 4 à 11 de la partie 1 de l'annexe 3 de la même loi sont remplacés par ce qui suit :
- 4. Alachlore (chloro-2N-(diéthyl-2,6 phényl)N-méthoxyméthyl acétamide) (CAS 15972-60-8)
- (phénylthiophosphate O-(bromo-4 Leptophos de dichloro-2,5 phényle) et de O-méthyle) (CAS 21609-90-5)
- (phosphate Phosphamidon 2-chloro-2de (diéthylecarbamoyl)-1 méthylvinyle de diméthyle) et (CAS 13171-21-6)
- 7. Cyhéxatin (hydroxyde de tricyclohexyl-étain) (CAS 13121-70-5)

S.C. 2004, c. 15, s. 31 S.C. 1999, c. 33

¹ S.C. 1999, c. 33

a L.C. 2004, ch. 15, art. 31
 b L.C. 1999, ch. 33
 l L.C. 1999, ch. 33

- 8. 2,3,4,5-bis(2-butylene)tetrahydro-2-furfural (CAS 126-15-8)
- 9. Bis(chloromethyl) ether that has the molecular formula $C_2H_4Cl_2O$ (CAS 542-88-1)
- 10. Chloromethyl methyl ether that has the molecular formula C_2H_3CIO (CAS 107-30-2)
- 11. (4-Chlorophenyl)cyclopropylmethanone, O-[(4-nitrophenyl)methyl]oxime that has the molecular formula $C_{17}H_{15}ClN_2O_3\ (CAS\ 94097-88-8)$
 - 12. Chlordecone (CAS 143-50-0)
- 13. Endrin (1,2,3,4,10,10-hexachloro-6,7-epoxy-1,4,4a,5,6,7,8,8a-octahydro-exo-1,4-exo-5,8-dimethanonaphthalene) (CAS 72-20-8)
 - 14. Toxaphene (CAS 8001-35-2)
 - 15. Alpha-HCH (CAS 319-84-6)
 - 16. Beta-HCH (CAS 319-85-7)
- 3. Item 1 of Part 2 of Schedule 3 to the Act is replaced by the following:
 - 1. 2,4,5-T and its salts and esters
- 4. Item 9 of Part 2 of Schedule 3 to the Act is replaced by the following:
 - 9. Dinoseb and its salts and esters
 - 5. Item 12 of Part 2 of Schedule 3 to the Act is repealed.
- 6. Items 17 and 18 of Part 2 of Schedule 3 to the Act are replaced by the following:
 - 17. Pentachlorophenol and its salts and esters
 - 18. Monocrotophos (CAS 6923-22-4)
- 7. Items 20 and 21 of Part 2 of Schedule 3 to the Act are replaced by the following:
- 20. Emulsifiable concentrates containing methyl parathion at or above 19.5% and dusts containing methyl parathion at or above 1.5% (CAS 298-00-0)
 - 21. Parathion (CAS 56-38-2)
 - 8. Item 25 of Part 2 of Schedule 3 to the Act is repealed.
- 9. Part 2 of Schedule 3 to the Act is amended by adding the following after item 28:
- 29. Dinitro-ortho-cresol (DNOC) and its salts (CAS 534-52-1; CAS 2980-64-5; CAS 5787-96-2; CAS 2312-76-7)
- 30. Dustable powder formulations containing a combination of benomyl at or above 7% (CAS 17804-35-2), carbofuran at or above 10% (CAS 1563-66-2) and thiram at or above 15% (CAS 137-26-8)
 - 31. All tributyltin compounds, including:
 - (a) Tributyltin oxide (CAS 56-35-9)
 - (b) Tributyltin fluoride (CAS 1983-10-4)
 - (c) Tributyltin methacrylate (CAS 2155-70-6)
 - (d) Tributyltin benzoate (CAS 4342-36-3)
 - (e) Tributyltin chloride (CAS 1461-22-9)
 - (f) Tributyltin linoleate (CAS 24124-25-2)
 - (g) Tributyltin naphthenate (CAS 85409-17-2)

- 8. Bis (butylène-2)tetrahydro-2,3,4,5 furfural-2 (CAS 126-15-8)
- 9. Éther bis(chlorométhylique) (aussi appelé oxybis(chlorométhane)) dont la formule moléculaire est $C_2H_4Cl_2O$ (CAS 542-88-1)
- 10. Oxyde de chlorométhyle et de méthyle dont la formule moléculaire est C₂H₅ClO (CAS 107-30-2)
- 11. (4-chlorophényle)cyclopropylméthanone, O-[(4-nitrophényle)méthyl]oxime dont la formule moléculaire est $C_{17}H_{15}ClN_2O_3$ (CAS 94097-88-8)
 - 12. Chlordécone (CAS 143-50-0)
- 13. Endrine (exo-1,4-exo-5,8-hexachloro-1,2,3,4,10,10 époxy-6,7 octahydro-1,4,4a,5,6,7,8,8a diméthanonaphtalène) (CAS 72-20-8)
 - 14. Toxaphène (CAS 8001-35-2)
 - 15. Alpha-HCH (CAS 319-84-6)
 - 16. Bêta-HCH (CAS 319-85-7)
- 3. L'article 1 de la partie 2 de l'annexe 3 de la même loi est remplacé par ce qui suit :
 - 1. 2,4,5-T et ses sels et esters
- 4. L'article 9 de la partie 2 de l'annexe 3 de la même loi est remplacé par ce qui suit :
 - 9. Dinosèbe et ses sels et esters
- 5. L'article 12 de la partie 2 de l'annexe 3 de la même loi est abrogé.
- 6. Les articles 17 et 18 de la partie 2 de l'annexe 3 de la même loi sont remplacés par ce qui suit :
 - 17. Pentachlorophénol et ses sels et esters
 - 18. Monocrotophos (CAS 6923-22-4)
- 7. Les articles 20 et 21 de la partie 2 de l'annexe 3 de la même loi sont remplacés par ce qui suit :
- 20. Concentrés émulsifiables contenant 19,5 % ou plus de méthyle parathion et poudres contenant 1,5 % ou plus de méthyle parathion (CAS 298-00-0)
 - 21. Parathion (CAS 56-38-2)
- 8. L'article 25 de la partie 2 de l'annexe 3 de la même loi est abrogé.
- 9. La partie 2 de l'annexe 3 de la même loi est modifiée par adjonction, après l'article 28, de ce qui suit :
- 29. Dinitro-ortho-crésol (DNOC) et ses sels (CAS 534-52-1; CAS 2980-64-5; CAS 5787-96-2; CAS 2312-76-7)
- 30. Préparations en poudre pulvérisable contenant un mélange de bénomyl à une concentration supérieure ou égale à 7 % (CAS 17804-35-2), de carbofurane à une concentration supérieure ou égale à 10 % (CAS 1563-66-2) et de thirame à une concentration supérieure ou égale à 15 % (CAS 137-26-8)
 - 31. Les composés du tributylétain, notamment :
 - *a*) l'oxyde de tributylétain (CAS 56-35-9)
 - b) le fluorure de tributylétain (CAS 1983-10-4)
 - c) le méthacrylate de tributylétain (CAS 2155-70-6)
 - d) le benzoate de tributylétain (CAS 4342-36-3)
 - e) le chlorure de tributylétain (CAS 1461-22-9)
 - f) le linoléate de tributylétain (CAS 24124-25-2)
 - g) le naphténate de tributylétain (CAS 85409-17-2)

- 32. Tetraethyl lead (CAS 78-00-2)
- 33. Tetramethyl lead (CAS 75-74-1)

10. Items 1 to 15 of Part 3 of Schedule 3 to the Act are replaced by the following:

- 1. Chlorofluorocarbon: totally halogenated chlorofluorocarbons that have the molecular formula $C_nCl_xF_{(2n+2-x)}$ where "n" is less than or equal to 3 and "x" is greater than or equal to 1 and less than "2n+2" and also represents the number of atoms
 - 2. Allyl alcohol (2-propen-1-ol) (CAS 107-18-6)
 - 3. Carbon tetrachloride (tetrachloromethane) (CAS 56-23-5)
 - 4. DBCP (1,2-dibromo-3-chloropropane) (CAS 96-12-8)
- 5. Lead arsenate, which has the molecular formula PbHAsO₄, and its basic form, which has the molecular formula Pb₄(PbOH)(AsO₄)₃ (CAS 7784-40-9; CAS 1327-31-7)
 - 6. Strychnine (CAS 57-24-9)
- 7. Bromochlorodifluoromethane that has the molecular formula CF₂BrCl (CAS 353-59-3)
- 8. Bromotrifluoromethane that has the molecular formula CF_3Br (CAS 75-63-8)
- 9. Dibromotetrafluoroethane that has the molecular formula $C_2F_4Br_2$ (CAS 124-73-2)
 - 10. Tributyltetradecylphosphonium chloride (CAS 81741-28-8)
- 11. Benzidine and benzidine dihydrochloride, which have the molecular formulas $C_{12}H_{12}N_2$ and $C_{12}H_{12}N_2\times 2HCl$, respectively (CAS 92-87-5; CAS 531-85-1)
- 12. 2-Methoxyethanol, which has the molecular formula $C_3H_8O_2$ (CAS 109-86-4)
- 13. Pentachlorobenzene, which has the molecular formula C_6HCl_5 (CAS 608-93-5)
- 14. Tetrachlorobenzenes, which have the molecular formula $C_6H_2Cl_4$ (CAS 12408-10-5; CAS 84713-12-2; CAS 634-90-2; CAS 634-66-2; CAS 95-94-3)
 - 15. Perfluorooctane sulfonate and its salts
- 16. Compounds that contain one of the following groups: $C_8F_{17}SO_2,\,C_8F_{17}SO_3$ or $C_8F_{17}SO_2N$
 - 17. Azinphos-methyl (CAS 86-50-0)
 - 18. Phorate (CAS 298-02-2)
 - 19. Terbufos (CAS 13071-79-9)

COMING INTO FORCE

11. This Order comes into force on the day on which it is registered.

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(This statement is not part of the Order.)

1. Background

The Export Control List (ECL) is a list of substances whose exports are controlled because their use in Canada is prohibited or

- 32. Plomb tétraéthyle (CAS 78-00-2)
- 33. Plomb tétraméthyle (CAS 75-74-1)

10. Les articles 1 à 15 de la partie 3 de l'annexe 3 de la même loi sont remplacés par ce qui suit :

- 1. Les chlorofluorocarbures complètement halogénés dont la formule moléculaire est $C_nCl_xF_{(2n+2-x)}$ où « n » est plus petit ou égal à 3 et « x » est plus grand ou égal à 1 et plus petit que « 2n+2 », « x » représentant également le nombre d'atomes
 - 2. Alcool allylique (2-propène-1-ol) (CAS 107-18-6)
 - 3. Tétrachlorure de carbone (tétrachlorométhane) (CAS 56-23-5)
 - 4. DBCP (dibromo-1,2 chloro-3 propane) (CAS 96-12-8)
- 5. Arséniate de plomb, dont la formule moléculaire est PbHAsO₄, et sa forme basique, dont la formule moléculaire est Pb₄(PbOH)(AsO₄)₃ (CAS 7784-40-9; CAS 1327-31-7)
 - 6. Strychnine (CAS 57-24-9)
- 7. Bromochlorodifluorométhane dont la formule moléculaire est CF₂BrCl (CAS 353-59-3)
- 8. Bromotrifluorométhane dont la formule moléculaire est CF₃Br (CAS 75-63-8)
- 9. Dibromotétrafluoroéthane dont la formule moléculaire est $C_2F_4Br_2$ (CAS 124-73-2)
- 10. Chlorure de tributyltétradécylphosphonium (CAS 81741-28-8)
- 11. Benzidine et dichlorhydrate de benzidine, dont les formules moléculaires sont respectivement $C_{12}H_{12}N_2$ et $C_{12}H_{12}N_2\times 2HCl$ (CAS 92-87-5; CAS 531-85-1)
- 12. 2-Méthoxyéthanol, dont la formule moléculaire est $C_3H_8O_2$ (CAS 109-86-4)
- 13. Pentachlorobenzène, dont la formule moléculaire est C_6HCl_5 (CAS 608-93-5)
- 14. Tétrachlorobenzènes, dont la formule moléculaire est $C_6H_2Cl_4$ (CAS 12408-10-5; CAS 84713-12-2; CAS 634-90-2; CAS 634-66-2; CAS 95-94-3)
 - Sulfonate de perfluorooctane et ses sels
- 16. Les composés qui contiennent un des groupements suivants : $C_8F_{17}SO_2,\,C_8F_{17}SO_3$ ou $C_8F_{17}SO_2N$
 - 17. Azinphos-méthyle (CAS 86-50-0)
 - 18. Phorate (CAS 298-02-2)
 - 19. Terbufos (CAS 13071-79-9)

ENTRÉE EN VIGUEUR

11. Le présent décret entre en vigueur à la date de son enregistrement.

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

(Ce résumé ne fait pas partie du Décret.)

1. Contexte

La Liste des substances d'exportation contrôlée (Liste) énumère les substances dont l'exportation est contrôlée étant donné restricted, or because Canada has accepted to control the export under the terms of an international agreement (for example, the Rotterdam Convention). Section 100 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA 1999) provides the ministers of the Environment and of Health with the authority to add or delete substances from the ECL by order and these amendments are published in the *Canada Gazette*.

Two regulations apply to exports of substances listed on the ECL:

- The Export Control List Notification Regulations (ECLN Regulations) describe the manner in which to notify the Minister of exports of all substances listed in the ECL.
- The Export of Substances Under the Rotterdam Convention Regulations (ESURC Regulations) apply to exports of substances on the ECL, destined to another Party to the Rotterdam Convention. The main purpose of these Regulations is to ensure that substances on the ECL, subject to the Prior Informed Consent (PIC) procedure, are not exported to Parties to the Convention, unless the importing Party has provided prior consent to the shipment.
- In August 2011, the Government of Canada proposed that these two regulations be repealed and replaced by the *Export of Substances on the Export Control List Regulations*. This new instrument would merge, revise, and streamline the above Regulations and would introduce new provisions to allow Canada to deliver more effectively on export-related commitments made under the Stockholm Convention. These new provisions relative to the Stockholm Convention will apply to substances on Part 2 or Part 3 of the ECL which are also listed in Annex A or Annex B of the Stockholm Convention.

Rotterdam Convention

The Rotterdam Convention, which entered into force in February 2004, establishes a list of substances (Annex III) that have been banned or severely restricted by some Rotterdam Parties for health and/or environmental reasons. The Convention facilitates information exchange between Parties in which the "prior informed consent" of the importing Party is required prior to export of these substances. This Convention also requires "export notification" through which the exporting Party is obligated to notify and send information to the importing party when exporting a substance subject to domestic prohibition or restriction on use.

The Stockholm Convention

The Stockholm Convention on Persistent Organic Pollutants (POPs) is a global treaty to protect human health and the environment from highly dangerous, long-lasting chemicals by restricting and ultimately eliminating their production, use, trade, release and

¹ The full title of the Convention is the *Rotterdam Convention on the Prior Informed Consent Procedure for Certain Hazardous Chemicals and Pesticides in International Trade.*

que leur utilisation est interdite ou restreinte au Canada, ou étant donné que le Canada a accepté d'en contrôler l'exportation en vertu des modalités d'un accord international (par exemple la Convention de Rotterdam). L'article 100 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [LCPE (1999)] confère aux ministres de l'Environnement et de la Santé le pouvoir d'ajouter ou de supprimer par décret des substances par rapport à la Liste et ces modifications sont publiées dans la *Gazette du Canada*.

Deux règlements s'appliquent à l'exportation de substances figurant à la Liste :

- Le Règlement sur le préavis d'exportation (substance d'exportation contrôlée) décrit les modalités de préavis donné au Ministre pour l'exportation de toutes les substances figurant à la Liste.
- Le Règlement sur l'exportation de substances aux termes de la Convention de Rotterdam s'applique à l'exportation de substances figurant sur la Liste à destination d'un autre pays signataire de la Convention de Rotterdam¹. Le but principal de ce règlement est de veiller à ce que les substances figurant sur la Liste soient assujetties à la procédure du consentement préalable en connaissance de cause et ne soient pas exportées aux parties à la Convention, à moins que la partie importatrice n'ait consenti à l'avance à l'expédition.
- En août 2011, le gouvernement du Canada a proposé d'abroger et de remplacer ces deux règlements par le Règlement sur l'exportation de substances figurant à la Liste des substances d'exportation contrôlée. Ce nouvel instrument intégrerait, réviserait et rationaliserait les règlements susmentionnés et introduirait de nouvelles dispositions permettant au Canada de respecter plus efficacement les engagements liés aux exportations pris en vertu de la Convention de Stockholm². Ces nouvelles dispositions liées à la Convention de Stockholm s'appliqueront aux substances figurant aux parties 2 ou 3 de la Liste et qui sont également présentes dans les annexes A ou B de la Convention de Stockholm.

La Convention de Rotterdam

La Convention de Rotterdam, qui est entrée en vigueur en février 2004, établit une liste des substances (Annexe III) qui ont été interdites ou strictement réglementées par certaines des parties à la Convention de Rotterdam pour des raisons de santé ou d'environnement. La Convention facilite l'échange de renseignements entre les parties, dans lequel le « consentement préalable en connaissance de cause » de la partie importatrice est requis avant l'exportation de ces substances. La Convention requiert également un « préavis d'exportation » par lequel la partie exportatrice est tenue de notifier la partie importatrice et de lui transmettre de l'information au moment de l'exportation d'une substance faisant l'objet d'une interdiction ou d'une restriction de l'utilisation au plan national.

La Convention de Stockholm

La Convention de Stockholm sur les polluants organiques persistants est un traité mondial dont le but est de protéger la santé humaine et l'environnement contre les produits chimiques hautement dangereux et qui perdurent, en limitant et en éliminant, à

² The full title of the Convention is the Stockholm Convention on Persistent Organic Pollutants.

Le titre complet de la Convention est la Convention de Rotterdam sur la procédure de consentement préalable en connaissance de cause applicable à certains produits chimiques et pesticides dangereux qui font l'objet d'un commerce international.

² Le titre complet de la Convention est la Convention de Stockholm sur les polluants organiques persistants.

storage. The Convention restricts exports to Parties as well as non-Parties, allowing exports of the persistent organic pollutants under very select circumstances. Annex A of the Convention lists substances categorized for elimination while Annex B of the Convention lists substances categorized for restriction.

2. Issue

Canada has committed to shared responsibility and cooperative efforts to address the international trade of chemicals and pesticides. The ECL in Schedule 3 to CEPA 1999 and the associated regulations help Canada to meet its international obligations. The Order Amending Schedule 3 to the Canadian Environmental Protection Act, 1999 (hereinafter referred to as the Order) makes several necessary additions and modifications to the ECL. The Order updates the ECL with new substances and groups of substances recently added to Annex III of the Rotterdam Convention and also adds new substances to the ECL that have recently been banned or restricted in Canada under domestic controls. Some of these substances have also recently been added to the Stockholm Convention.

3. Objectives

The objective of the Order is to amend the ECL to ensure Canada's continued compliance with its international obligations under the Rotterdam Convention and to support the implementation of the Stockholm Convention. Further modifications will provide greater clarity and reference for exporters.

Under a separate regulatory track, Environment Canada plans to revise the existing regulations which control exports of ECL substances to include provisions relating to the Stockholm Convention. This would ensure that exports of substances subject to the Stockholm Convention are appropriately controlled.

4. Description

The Order makes several additions and modifications to the Export Control List. Substances listed to the ECL are grouped in three parts:

- Part 1 includes substances whose use is prohibited in Canada. Under the authority of CEPA 1999, these substances can only be exported under very limited circumstances (such as for destruction).
- Part 2 includes substances for which notification or consent for export is required pursuant to an international agreement. These substances are subject to the Prior Informed Consent (PIC) procedure of the Rotterdam Convention, which is an international convention promoting shared responsibility and cooperative efforts amongst Parties in the international trade of certain hazardous chemicals.

terme, leur production, leur utilisation, leur commercialisation, leurs rejets et leur entreposage. La Convention impose des restrictions sévères aux exportations à destination des pays signataires comme non signataires qui ne permettent l'exportation de polluants organiques que dans des circonstances très particulières. L'annexe A de la Convention présente les substances classées aux fins d'élimination alors que l'annexe B de la Convention énumère les substances classées aux fins de restriction.

2. Enjeux/problèmes

Le Canada a pris un engagement de responsabilité partagée et de coopération dans le dossier du commerce international des produits chimiques et des pesticides. La Liste dans l'annexe 3 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) et les règlements associés aident le Canada à répondre à ses obligations internationales³. Le Décret modifiant l'annexe 3 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) [ci-après appelé « Décret »] effectue plusieurs ajouts et modifications nécessaires à la Liste. Le Décret met à jour la Liste avec de nouvelles substances et de nouveaux groupes de substances qui ont récemment été ajoutés à l'annexe III de la Convention de Rotterdam. Il ajoute également de nouvelles substances à la Liste qui ont récemment été interdites ou restreintes au Canada en vertu de mesures de contrôles nationales. Certaines de ces substances ont aussi été récemment ajoutées à la Convention de Stockholm.

3. Objectifs

L'objectif de ce décret est de modifier la Liste pour garantir que le Canada continue à s'acquitter de ses obligations internationales en vertu de la Convention de Rotterdam et pour appuyer la mise en œuvre de la Convention de Stockholm. D'autres modifications offriront une meilleure compréhension et une meilleure référence aux exportateurs.

Suivant une voie réglementaire distincte, Environnement Canada envisage de réviser les règlements existants qui contrôlent les exportations des substances figurant à la Liste afin d'inclure des dispositions relatives à la Convention de Stockholm. Cela permettrait de veiller à ce que les exportations de substances assujetties à la Convention de Stockholm soient convenablement contrôlées.

4. Description

Le Décret apporte plusieurs ajouts et modifications à la Liste des substances d'exportation contrôlée. Les substances figurant à la Liste sont regroupées en trois parties :

- La partie 1 comprend les substances dont l'utilisation est interdite au Canada. En vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, ces substances ne peuvent être exportées que dans des circonstances très particulières (par exemple en vue de leur destruction).
- La partie 2 comprend les substances pour lesquelles un préavis ou consentement d'exportation est requis en vertu d'un accord international. Ces substances sont assujetties à la procédure du consentement préalable en connaissance de cause de la Convention de Rotterdam, qui est une convention internationale faisant la promotion de la responsabilité partagée et

³ The Export Control List Notification Regulations and the Export of Substances Under the Rotterdam Convention Regulations.

³ Règlement sur le préavis d'exportation (substances d'exportation contrôlée) et Règlement sur l'exportation de substances aux termes de la Convention de Rotterdam.

• Part 3 includes substances whose use is restricted in Canada. An example of these substances is tributyltetradecylphosphonium chloride. These substances can be exported subject to the Minister being notified in advance.

The Order adds the following five substances to Part 1 of the ECL. The use of these substances is prohibited in Canada:

- Chlordecone (Chemical Abstracts Service [CAS] registry number⁴ 143-50-0);
- Endrin (1,2,3,4,10,10-hexachloro-6,7-epoxy-1,4,4a,5,6,7,8,8a-octahydro-exo-1,4-exo-5,8-dimethanonaphthalene) [CAS 72-20-8];
- Toxaphene (CAS 8001-35-2);
- Alpha-HCH (CAS 319-84-6); and
- Beta-HCH (CAS 319-85-7).

The current listings for endrin (Part 3, item 7), toxaphene (Part 2, item 25), and the HCH isomers (Part 2, item 12) are repealed from Part 3 and Part 2 respectively upon their addition to Part 1 of the ECL. All of these substances are listed in Annex A of the Stockholm Convention.

The Order adds the following three groups of substances, which have been added to Annex III to the Rotterdam Convention, to Part 2 of the ECL:

- Dinitro-ortho-cresol (DNOC) and its salts (CAS 534-52-1; CAS 2980-64-5; CAS 5787-96-2; CAS 2312-76-7);
- Dustable powder formulations containing a combination of benomyl at or above 7% (CAS 17804-35-2), carbofuran at or above 10% (CAS 1563-66-2) and thiram at or above 15% (CAS 137-26-8); and
- All tributyltin compounds, including
 - 1. Tributyltin oxide (CAS 56-35-9);
 - 2. Tributyltin fluoride (CAS 1983-10-4);
 - 3. Tributyltin methacrylate (CAS 2155-70-6);
 - 4. Tributyltin benzoate (CAS 4342-36-3);
 - 5. Tributyltin chloride (CAS 1461-22-9);
 - 6. Tributyltin linoleate (CAS 24124-25-2); and
 - 7. Tributyltin naphthenate (CAS 85409-17-2).

Two substances are added to Part 2 of the ECL and therefore deleted from Part 3 because of a recent amendment to Annex III to the Rotterdam Convention:

- Tetraethyl lead (CAS 78-00-2); and
- Tetramethyl lead (CAS 75-74-1).

The Order adds nine substances or groups of substances to Part 3 of the ECL. These substances qualify for addition to Part 3 because there are controls placed on them in Canada which restrict their use:

 Benzidine and benzidine dihydrochloride, which have the molecular formulas C₁₂H₁₂N₂ and C₁₂H₁₂N₂×2HCl, respectively (CAS 92-87-5; CAS 531-85-1);

- des efforts de coopération entre les parties en ce qui a trait au commerce international de certains produits chimiques dangereux.
- La partie 3 comprend les substances dont l'utilisation est restreinte au Canada. Un exemple de ces substances est le chlorure de tributyltétradécylphosphonium. Ces substances peuvent être exportées s'il est donné au Ministre un préavis d'exportation.

Le Décret ajoute les cinq substances suivantes à la partie 1 de la LSEC. L'utilisation de ces substances est interdite au Canada :

- Chlordécone (Numéro de registre Chemical Abstract Services [CAS]⁴ 143-50-0);
- Endrine (exo-1,4-exo-5,8-hexachloro-1,2,3,4,10,10 époxy-6,7 octahydro-1,4,4a,5,6,7,8,8a diméthanonaphtalène) [CAS 72-20-8]:
- Toxaphène (CAS 8001-35-2);
- Alpha-HCH (CAS 319-84-6);
- Bêta-HCH (CAS 319-85-7).

Les inscriptions actuelles pour l'endrine (partie 3, article 7), le toxaphène (partie 2, article 25) et les isomères HCH (partie 2, article 12) sont abrogées de la partie 3 et de la partie 2 respectivement et ajoutées à la partie 1 de la Liste. Toutes ces substances sont inscrites dans l'annexe A de la Convention de Stockholm.

Le Décret ajoute les trois groupes de substances suivants, qui ont été ajoutés à l'annexe III de la Convention de Rotterdam, à la partie 2 de la LSEC :

- Dinitro-o-crésol (DNOC; CAS 534-52-1) et ses sels (CAS 2980-64-5; CAS 5787-96-2; CAS 2312-76-7);
- Préparations en poudre pulvérisable contenant un mélange de bénomyl (CAS 17804-35-2) à une concentration supérieure ou égale à 7 %, de carbofurane (CAS 1563-66-2) à une concentration supérieure ou égale à 10 % et de thirame (CAS 137-26-8) à une concentration supérieure ou égale à 15 %;
- Les composés du tributylétain, notamment :
 - 1. l'oxyde de tributylétain (CAS 56-35-9);
 - 2. le fluorure de tributylétain (CAS 1983-10-4);
 - 3. le méthacrylate de tributylétain (CAS 2155-70-6);
 - 4. le benzoate de tributylétain (CAS 4342-36-3);
 - 5. le chlorure de tributylétain (CAS 1461-22-9);
 - 6. le linoléate de tributylétain (CAS 24124-25-2);
 - 7. le naphténate de tributylétain (CAS 85409-17-2).

Deux substances sont ajoutées à la partie 2 de la Liste et sont par conséquent supprimées de la partie 3 en raison d'une modification récente apportée à l'annexe III de la Convention de Rotterdam:

- Plomb tétraéthyle (CAS 78-00-2);
- Plomb tétraméthyle (CAS 75-74-1).

Le Décret ajoute neuf substances ou groupes de substances à la partie 3 de la Liste. Ces substances sont admissibles à l'ajout à la partie 3, car elles sont soumises à des contrôles au Canada qui restreignent leur utilisation :

 Benzidine et dichlorohydrate de benzidine, dont les formules moléculaires sont respectivement C₁₂H₁₂N₂ et C₁₂H₁₂N₂×2HCl (CAS 92-87-5; CAS 531-85-1);

⁴ CAS RN: Chemical Abstracts Service registry number. Registry numbers are unique numerical identifiers of the Chemical Abstracts Service, property of the American Chemical Society.

⁴ N° CAS: numéro de registre du Chemical Abstracts Service. Les numéros de registre du Chemical Abstracts Service, propriété de l'American Chemical Society, sont des identificateurs numériques uniques.

- 2-Methoxyethanol, which has the molecular formula C₃H₈O₂ (CAS 109-86-4);
- Pentachlorobenzene, which has the molecular formula C₆HCl₅ (CAS 608-93-5);⁵
- Tetrachlorobenzenes, which have the molecular formula C₆H₂Cl₄ (CAS 12408-10-5; CAS 84713-12-2; CAS 634-90-2; CAS 634-66-2; CAS 95-94-3);
- Perfluorooctane sulfonate (PFOS) and its salts;⁶
- Compounds that contain one of the following groups: $C_8F_{17}SO_2$, $C_8F_{17}SO_3$ or $C_8F_{17}SO_2N$;
- Azinphos-methyl (CAS 86-50-0);
- Phorate (CAS 298-02-2); and
- Terbufos (CAS 13071-79-9).

Aside from additions, the Order modifies the ECL to ensure CAS registry numbers appear in the descriptions of all substances listed in all parts of the ECL (where applicable). CAS registry numbers are unique numerical identifiers and their inclusion within substance descriptions will provide exporters with an additional means of identifying substances.

Finally, the Order amends the descriptions of certain substances currently listed in Part 2 of the ECL. The changes harmonize the descriptions of these substances with those listed in Annex III of the Rotterdam Convention. Specifically, the Order does the following:

- Replace "2,4,5-T (CAS 93-76-5)" (item 1) with "2,4,5-T and its salts and esters";
- Replace "Dinoseb and dinoseb salts (CAS 88-85-7)" (item 9) with "Dinoseb and its salts and esters";
- Replace "Pentachlorophenol (CAS 87-86-5)" (item 17) with "Pentachlorophenol and its salts and esters";
- Replace "Monocrotophos (Soluble liquid formulations of the substance that exceed 600 g active ingredient/L) (CAS 6923-22-4)" (item 18) with "Monocrotophos (CAS 6923-22-4)";
- Replace "Methyl-parathion (emulsifiable concentrates (EC) with 19.5%, 40%, 50%, 60% active ingredient and dusts containing 1.5%, 2% and 3% active ingredient) (CAS 298-00-0)" (item 20) with "Emulsifiable concentrates containing methyl parathion at or above 19.5% and dusts containing methyl parathion at or above 1.5% (CAS 298-00-0)"; and
- Replace "Parathion (all formulations aerosols, dustable powder (DP), emulsifiable concentrate (EC), granules (GR) and wettable powders (WP) of this substance are included, except capsule suspensions (CS)) (CAS 56-38-2)" (item 21) with "Parathion (CAS 56-38-2)."

5. Consultation

Consultations after the publication of the proposed Order in the *Canada Gazette*, Part I

A 75-day consultation was conducted through publication in the *Canada Gazette*, Part I, from July 30, 2011, through October 13, 2011. Identified stakeholders with known activities relating to the substances were targeted with direct mailings for this

- 2-Méthoxyéthanol, dont la formule moléculaire est C₃H₈O₂ (CAS 109-86-4);
- Pentachlorobenzène, dont la formule moléculaire est C₆HCl₅ (CAS 608-93-5)⁵;
- Tétrachlorobenzènes, dont la formule moléculaire est C₆H₂Cl₄ (CAS 12408-10-5, CAS 84713-12-2, CAS 634-90-2, CAS 634-66-2 et CAS 95-94-3);
- Sulfonate de perfluorooctane (SPFO) et ses sels⁶;
- les composés contenant l'un des groupes suivants : C₈F₁₇SO₂, C₈F₁₇SO₃ ou C₈F₁₇SO₂N;
- Azinphos-méthyl (CAS 86-50-0);
- Phorate (CAS 298-02-2);
- Terbufos (CAS 13071-79-9).

Outre les ajouts, le Décret permet de modifier la Liste pour garantir que les numéros CAS figurent dans les descriptions de toutes les substances répertoriées dans toutes les parties de la Liste (le cas échéant). Les numéros de registre CAS sont des identificateurs numériques uniques et leur inclusion dans les descriptions des substances fournira aux exportateurs un moyen supplémentaire de déterminer les substances.

Enfin, le Décret modifie la description de certaines substances figurant actuellement à la partie 2 de la Liste. Les modifications apportées aux descriptions permettent de les harmoniser avec celles apparaissant à l'annexe III de la Convention de Rotterdam. Plus précisément, le Décret apporte les modifications suivantes :

- Remplacer « 2,4,5-T (CAS 93-76-5) » (article 1) par « 2,4,5-T et ses sels et esters »;
- Remplacer « Dinosèbe et sels de dinosèbe (CAS 88-85-7) » (article 9) par « Dinosèbe et ses sels et esters »;
- Remplacer « Pentachlorophénol (CAS 87-86-5) » (article 17) par « Pentachlorophénol et ses sels et esters »;
- Remplacer « Monocrotophos (formulations liquides solubles de la substance qui contiennent plus de 600 g de principe actif par litre) (CAS 6923-22-4) » (article 18) par « Monocrotophos (CAS 6923-22-4) »:
- Remplacer « Méthyle parathion (certaines formulations de concentrés de méthyle parathion émulsifiables comprenant 19,5 %, 40 %, 50 % et 60 % de principe actif et poussières contenant 1,5 %, 2 % et 3 % de principe actif) (CAS 298-00-0) » (article 20) par « Concentrés émulsifiables contenant 19,5 % ou plus de méthyle parathion et poudres contenant 1,5 % ou plus de méthyle parathion (CAS 298-00-0) »;
- Remplacer « Parathion (toutes les préparations aérosols, poudres, concentrés émulsifiables, granulés et poudres tensioactives à l'exception des suspensions en capsules) (CAS 56-38-2) » (article 21) par « Parathion (CAS 56-38-2) ».

5. Consultation

Consultations après la publication du projet de décret dans la Partie I de la *Gazette du Canada*

Une période de consultation de 75 jours s'est déroulée par l'intermédiaire d'une publication dans la Partie I de la *Gazette du Canada* du 30 juillet 2011 au 13 octobre 2011. Les intervenants désignés ayant des activités connues relativement aux substances

⁵ Pentachlorobenzene is listed in Annex A of the Stockholm Convention.

⁶ Perfluorooctane sulfonate, its salts and perfluorooctane sulfonyl fluoride (contains the group C₈F₁₇SO₂) are listed in Annex B of the Stockholm Convention.

⁵ Le pentachlorobenzène figure à l'annexe A de la Convention de Stockholm.

 $^{^6}$ Le sulfonate de perfluorooctane et ses sels et le fluorure de soufre perfluorooctane (contient le groupe $C_8F_{17}SO_2)$ figurent à l'annexe B de la Convention de Stockholm.

consultation to inform them and provide them with the opportunity to comment. Comments were received during the Part I comment period from an environmental non-governmental organization. One comment recommended that some of the substances added by this Order, which are also listed to the Stockholm Convention, be listed on Part 1 of the ECL where greater restrictions would apply to their export. Another comment recommended the possible addition of other substances to the ECL.

Environment Canada's response is that the addition of substances on the ECL is prescribed by section 100 of CEPA 1999 on the basis of domestic controls and the international conventions which pertain to these substances. The concern with respect to the placement of certain substances on the ECL is addressed by the proposed *Export of Substances on the Export Control List Regulations*. These proposed Regulations would ensure appropriate restrictions apply to the export of these substances in accordance with Canada's obligations under the Stockholm Convention.

6. Rationale

The addition of these substances to the ECL is an effective means of ensuring Canada's continued compliance with its international obligations under the Rotterdam Convention, and to support implementation of the Stockholm Convention. To ensure a controlled substance is exported in accordance with Canada's obligations, it must be listed to the ECL. There is no other existing option for compliance.

Consultations with stakeholders did not identify any concerns about the additions of these substances to the ECL or about the associated export obligations. There are currently no known exports of these substances as many of them are already prohibited or restricted in Canada. Consequently, the small business lens was not applied as the expected impacts of the Order do not meet the threshold requirements in terms of additional administrative or compliance burden. Also, the "One-for-One" Rule does not apply as the Order is not expected to result in any incremental administrative burden on business. The impacts of the Order are estimated to be small in magnitude and are discussed qualitatively below.

Industry

Substances on the ECL are subject to domestic regulations controlling their export. However, there are no known exports from Canada of the 15 substances or groups of substances being listed to the ECL by this Order. Administrative costs for export permit applications and export notifications are estimated to be zero in the absence of exports of these controlled substances.

Competitiveness

The Order is not expected to decrease competitiveness for any regulatee or sector. While there are currently no known exports of these listed substances, exports could occur subject to the requirements of the applicable regulations. In fact, the Order may improve the competitiveness of regulatees using safe alternatives by confirming Canada's adherence to its international agreements regarding the international trade of toxic substances.

visées ont été ciblés par des envois par courriel pour la période de consultation afin de les informer et pour leur donner la possibilité de faire des commentaires. Des commentaires ont été reçus d'une organisation non gouvernementale de l'environnement à la suite de la consultation dans la Partie I de la *Gazette du Canada*. Un commentaire recommandait que certaines substances ajoutées par ce décret et qui sont aussi inscrites à la Convention de Stockholm soient ajoutées à la partie 1 de la Liste, ou de plus grandes restrictions s'appliqueraient à leur exportation. Un autre commentaire recommandait la possibilité d'ajouter d'autres substances à la Liste.

La réponse d'Environnement Canada est que l'article 100 de la LCPE (1999) prescrit l'ajout de substances à la Liste et que les ajouts sont basés sur les contrôles domestiques et les conventions internationales qui traitent de ces substances. L'inquiétude concernant la partie sous laquelle se retrouvent certaines substances sur la Liste est prise en compte dans le projet de Règlement sur l'exportation de substances figurant à la Liste de substances d'exportation contrôlée. Celui-ci assure que des restrictions appropriées s'appliquent à l'exportation de ces substances en accord avec les obligations du Canada sous la Convention de Stockholm.

6. Justification

L'ajout de ces substances à la Liste est un moyen efficace pour garantir que le Canada continue à s'acquitter de ses obligations internationales en vertu de la Convention de Rotterdam et pour appuyer la mise en œuvre de la Convention de Stockholm. Pour garantir qu'une substance contrôlée est exportée conformément aux obligations du Canada, elle doit figurer sur la Liste. Il n'existe aucune autre option de conformité.

Les consultations avec les intervenants n'ont pas déterminé de préoccupations concernant les ajouts de ces substances à la Liste ou sur les obligations d'exportation associées. Il n'y a actuellement aucune exportation connue de ces substances, puisque bon nombre d'entre elles sont déjà interdites ou restreintes au Canada. En conséquence, la lentille des petites entreprises n'a pas été appliquée, car les répercussions prévues du Décret ne répondent pas aux exigences de seuil en termes de fardeau administratif ou de conformité supplémentaire. Par ailleurs, la règle du « un pour un » ne s'applique pas, car le Décret ne devrait pas entraîner de fardeau administratif supplémentaire sur les entreprises. Selon les estimations, les répercussions du Décret devraient être de faible ampleur et sont abordées selon des critères qualitatifs ci-dessous.

Industrie

Les substances figurant sur la Liste sont soumises à la réglementation nationale contrôlant leur exportation. Toutefois, il n'y a aucune exportation connue depuis le Canada des 15 substances ou groupes de substances inscrits sur la Liste par ce décret. En l'absence d'exportations de ces substances contrôlées, les coûts administratifs pour les demandes de permis d'exportation et les préavis d'exportation sont estimés à zéro.

Compétitivité

Le Décret ne devrait diminuer la compétitivité d'aucune entité réglementée ni d'aucun secteur. Même si l'on ne connaît pas actuellement d'exportations de ces substances inscrites, ces exportations pourraient se produire, sous réserve des exigences des règlements applicables. En fait, le Décret pourrait contribuer à améliorer la position concurrentielle des entités réglementées faisant appel à des solutions de rechange sécuritaires en confirmant le respect par le Canada de ses accords internationaux concernant le commerce international des substances toxiques.

Government

The cost to Government of the Order is negligible. Additional resources to administer and enforce the regulations which are linked to the ECL are not expected as a result of the Order. Administrative costs for export permit application and processing of export notifications are estimated to be zero in the absence of exports of these controlled substances.

Canadians

The Order will benefit Canadians by allowing Canada to remain in good standing with its international export commitments under the Rotterdam Convention. Canada's participation in this international convention provides benefits to Canadians by ensuring that substances in international trade are used in an environmentally sound manner which reduces damage to the global and domestic environment and ecosystems.

7. Contacts

Bernard Madé Director Chemical Production Division **Environment Canada** 200 Sacré-Coeur Boulevard, 3rd Floor Gatineau, Quebec K1A 0H3 Telephone: 819-994-4404

Fax: 819-994-5030 Email: Bernard.Made@ec.gc.ca

Brenda Tang Acting Director Regulatory Analysis and Valuation Division **Environment Canada** 10 Wellington Street, 25th Floor Gatineau, Quebec K1A 0H3

Telephone: 819-997-5755 Fax: 819-953-3241

Email: Brenda.Tang@ec.gc.ca

Gouvernement

Le coût pour le gouvernement du Décret est négligeable. On ne prévoit pas que des ressources supplémentaires soient nécessaires pour gérer et appliquer les règlements qui sont associés à la Liste dans le cadre du Décret. En l'absence d'exportations de ces substances contrôlées, les coûts administratifs pour le traitement des demandes de permis d'exportation et des préavis d'exportation sont estimés à zéro.

Canadiens

Le Décret présentera un avantage pour les Canadiens en faisant en sorte que le Canada reste en règle avec ses engagements internationaux en matière d'exportation en vertu de la Convention de Rotterdam. La participation du Canada à cette convention internationale est avantageuse pour les Canadiens puisqu'elle permet de veiller à ce que les substances faisant l'objet du commerce international soient utilisées selon des pratiques respectueuses de l'environnement, ce qui réduit les dommages causés à l'environnement et aux écosystèmes à l'échelle mondiale et nationale.

7. Personnes-ressources

Bernard Madé Directeur Division de la production des produits chimiques Environnement Canada 200, boulevard Sacré-Cœur, 3^e étage Gatineau (Québec) K1A 0H3

Téléphone: 819-994-4404 Télécopieur: 819-994-5030 Courriel: Bernard.Made@ec.gc.ca

Brenda Tang Directrice intérimaire Division de l'analyse réglementaire et du choix d'instrument Environnement Canada 10, rue Wellington, 25^e étage Gatineau (Québec) K1A 0H3

Téléphone: 819-997-5755 Télécopieur: 819-953-3241 Courriel: Brenda. Tang@ec.gc.ca Registration SOR/2012-165 August 29, 2012

BROADCASTING ACT

Regulations Amending the Broadcasting Distribution Regulations

Whereas, pursuant to subsection 10(3) of the *Broadcasting Act*^a, a copy of the proposed *Regulations Amending the Broadcasting Distribution Regulations*, substantially in the annexed form, was published in the *Canada Gazette*, Part I, on July 28, 2012, and a reasonable opportunity was given to licensees and other interested persons to make representations to the Canadian Radio-television and Telecommunications Commission with respect to the proposed Regulations;

Therefore, the Canadian Radio-television and Telecommunications Commission, pursuant to subsection 10(1) of the *Broadcasting Act*^a, makes the annexed *Regulations Amending the Broadcasting Distribution Regulations*.

Gatineau, Quebec, August 28, 2012

JOHN TRAVERSY

Secretary General Canadian Radio-television and Telecommunications Commission Enregistrement DORS/2012-165 Le 29 août 2012

LOI SUR LA RADIODIFFUSION

Règlement modifiant le Règlement sur la distribution de radiodiffusion

Attendu que, conformément au paragraphe 10(3) de la *Loi sur la radiodiffusion*^a, le projet de règlement intitulé *Règlement modifiant le Règlement sur la distribution de radiodiffusion*, conforme en substance au texte ci-après, a été publié dans la *Gazette du Canada* Partie I le 28 juillet 2012 et que les titulaires de licences et autres intéressés ont ainsi eu la possibilité de présenter leurs observations à cet égard au Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes.

À ces causes, en vertu du paragraphe 10(1) de la *Loi sur la radiodiffusion*^a, le Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes prend le *Règlement modifiant le Règlement sur la distribution de radiodiffusion*, ci-après.

Gatineau (Québec) le 28 août 2012

Le secrétaire général du Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes JOHN TRAVERSY

REGULATIONS AMENDING THE BROADCASTING DISTRIBUTION REGULATIONS

AMENDMENTS

1. Section 35 of the *Broadcasting Distribution Regulations*¹ is replaced by the following:

- **35.** (1) Except as otherwise provided under a condition of its licence, a licensee shall make a contribution to Canadian programming specifically, to the Local Programming Improvement Fund based on a percentage of its gross revenues derived from broadcasting activities in the broadcast year, as follows:
 - (a) 1.0% for the broadcast year beginning on September 1, 2012; and
 - (b) 0.5% for the broadcast year beginning on September 1, 2013.
- (2) No contributions are required under subsection (1) for any broadcast year after August 31, 2014.

2. Section 37 of the Regulations is renumbered as subsection 37(1) and is amended by adding the following:

(2) Despite subsection (1), if, as a result of the calculations performed under subsection 36(1), the contribution made by a licensee under paragraph 35(1)(b) is greater than the amount required to be contributed under that provision, the licensee is entitled to a refund of the excess.

RÈGLEMENT MODIFIANT LE RÈGLEMENT SUR LA DISTRIBUTION DE RADIODIFFUSION

MODIFICATIONS

1. L'article 35 du Règlement sur la distribution de radiodiffusion¹ est remplacé par ce qui suit :

- **35.** (1) Sous réserve des conditions de sa licence, le titulaire verse à la programmation canadienne plus particulièrement au Fonds pour l'amélioration de la programmation locale une contribution égale au pourcentage ci-après des recettes brutes provenant de ses activités de radiodiffusion au cours de l'année de radiodiffusion :
 - *a*) 1,0 % des recettes pour l'année de radiodiffusion commençant le 1^{er} septembre 2012;
 - b) 0,5 % des recettes pour l'année de radiodiffusion commençant le 1^{er} septembre 2013.
- (2) Aucune contribution n'est exigible en application du paragraphe (1) à l'égard de toute année de radiodiffusion postérieure au 31 août 2014.

2. L'article 37 du même règlement devient le paragraphe 37(1) et est modifié par adjonction de ce qui suit :

(2) Toutefois, si la contribution d'un titulaire versée au Fonds pour l'amélioration de la programmation locale en application de l'alinéa 35(1)b), calculée selon le paragraphe 36(1), est supérieure à la contribution exigible au titre de cet alinéa, le titulaire a droit à un remboursement égal au montant excédentaire.

^a S.C. 1991, c. 11

¹ SOR/97-555

^a L.C. 1991, ch. 11

¹ DORS/97-555

3. (1) Paragraph 52(c) of the Regulations is replaced by the following:

- (c) to the Local Programming Improvement Fund,
 - (i) a contribution of 1.0% of gross revenues for the broadcast year beginning on September 1, 2012, and
 - (ii) a contribution of 0.5% of gross revenues for the broadcast year beginning on September 1, 2013.

(2) Section 52 of the Regulations is renumbered as subsection 52(1) and is amended by adding the following:

(2) No contributions are required under paragraph (1)(c) for any broadcast year after August 31, 2014.

4. Section 54 of the Regulations is renumbered as subsection 54(1) and is amended by adding the following:

(2) Despite subsection (1), if, as a result of the calculations performed under subsection 53(1), the contribution made by a licensee under subparagraph 52(c)(ii) is greater than the amount required to be contributed under that provision, the licensee is entitled to a refund of the excess.

COMING INTO FORCE

5. These Regulations come into force on September 1, 2012.

EXPLANATORY NOTE

(This note is not part of the Regulations.)

The purpose of these amendments is to reduce the percentage of gross revenues derived from broadcasting activities in the broadcast year that licensed terrestrial and direct-to-home broadcasting distribution undertakings are required to contribute to the Local Programming Improvement Fund. The contribution rate is being reduced incrementally over the next two broadcast years with no new contributions required beyond August 31, 2014. The licensees will nonetheless remain obligated to contribute any balance owing from previous broadcast years by December 31, 2014.

3. (1) L'alinéa 52c) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

- c) au Fonds pour l'amélioration de la programmation locale :
 - (i) 1,0 % des recettes pour l'année de radiodiffusion commençant le 1^{er} septembre 2012,
 - (ii) 0,5 % des recettes pour l'année de radiodiffusion commençant le 1^{er} septembre 2013.

(2) L'article 52 du même règlement devient le paragraphe 52(1) et est modifié par adjonction de ce qui suit :

(2) Aucune contribution n'est exigible en application de l'alinéa (1)c) à l'égard de toute année de radiodiffusion postérieure au 31 août 2014.

4. L'article 54 du même règlement devient le paragraphe 54(1) et est modifié par adjonction de ce qui suit :

(2) Toutefois, si la contribution d'un titulaire versée au Fonds pour l'amélioration de la programmation locale en application du sous-alinéa 52c)(ii), calculée selon le paragraphe 53(1), est supérieure à la contribution exigible au titre de ce sous-alinéa, le titulaire a droit à un remboursement égal au montant excédentaire.

ENTRÉE EN VIGUEUR

5. Le présent règlement entre en vigueur le 1^{er} septembre 2012

NOTE EXPLICATIVE

(Cette note ne fait pas partie du Règlement.)

Le but de cette modification est de réduire le pourcentage des recettes brutes provenant des activités de radiodiffusion au cours de l'année de radiodiffusion que les entreprises de distribution terrestres et les entreprises de distribution par satellite de radiodiffusion directe doivent verser au Fonds pour l'amélioration de la programmation locale. Le taux de la contribution sera graduellement réduit au cours des deux prochaines années de radiodiffusion sans exigence d'une nouvelle contribution au-delà du 31 août 2014. Les titulaires resteront cependant responsables de verser les contributions impayées, encourues dans les années de radiodiffusion antérieures, au plus tard le 31 décembre 2014.

Registration

SOR/2012-166 August 29, 2012

SPECIAL ECONOMIC MEASURES ACT

Regulations Amending the Special Economic Measures (Syria) Regulations

P.C. 2012-1051 August 29, 2012

Whereas the Governor in Council is of the opinion that the situation in Syria constitutes a grave breach of international peace and security that has resulted or is likely to result in a serious international crisis;

Therefore, His Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of Foreign Affairs, pursuant to subsections 4(1) to (3) of the *Special Economic Measures Act*^a, makes the annexed *Regulations Amending the Special Economic Measures (Syria) Regulations*.

REGULATIONS AMENDING THE SPECIAL ECONOMIC MEASURES (SYRIA) REGULATIONS

AMENDMENTS

- 1. Part 1 of Schedule 1 to the *Special Economic Measures* (Syria) Regulations¹ is amended by adding the following after item 46:
- 47. Drex Technologies S.A.
- 48. Cotton Marketing Organization
- 49. Syrian Arab Airlines (also known as Syrian Air)
- 2. Part 2 of Schedule 1 to the Regulations is amended by adding the following after item 133:
- 134. Sha'afiq Masa (Brigadier)
- 135. Burhan Qadour (Brigadier)
- 136. Salah Hamad (Brigadier)
- 137. Muhammad Khallouf (Brigadier) (also known as Abou Ezzat)
- 138. Riad Al-Ahmed (Major General)
- 139. Abdul Salam Fajr Mahmoud (Brigadier)
- 140. Jawdat al-Ahmed (Brigadier)
- 141. Qusay Mihoub (Colonel)
- 142. Suhail Al-Abdullah (Colonel)
- 143. Khudr Khudr (Brigadier)
- 144. Ibrahim Ma'ala (Brigadier)
- 145. Firas Al-Hamed (Brigadier)
- 146. Hussam Luqa (Brigadier)
- 147. Taha Taha (Brigadier)
- 148. Nasr al-Ali (Brigadier)
- 149. Bassel Bilal
- 150. Ahmad Kafan

Enregistrement

DORS/2012-166 Le 29 août 2012

LOI SUR LES MESURES ÉCONOMIQUES SPÉCIALES

Règlement modifiant le Règlement sur les mesures économiques spéciales visant la Syrie

C.P. 2012-1051 Le 29 août 2012

Attendu que le gouverneur en conseil juge que la situation en Syrie constitue une rupture sérieuse de la paix et de la sécurité internationales et est susceptible d'entraîner ou a entraîné une grave crise internationale,

À ces causes, sur recommandation du ministre des Affaires étrangères et en vertu des paragraphes 4(1) à (3) de la *Loi sur les mesures économiques spéciales*^a, Son Excellence le Gouverneur général en conseil prend le *Règlement modifiant le Règlement sur les mesures économiques spéciales visant la Syrie*, ci-après.

RÈGLEMENT MODIFIANT LE RÈGLEMENT SUR LES MESURES ÉCONOMIQUES SPÉCIALES VISANT LA SYRIE

MODIFICATIONS

- 1. La partie 1 de l'annexe 1 du Règlement sur les mesures économiques spéciales visant la Syrie¹ est modifiée par adjonction, après l'article 46, de ce qui suit :
- 47. Drex Technologies S.A.
- 48. Cotton Marketing Organization
- Syrian Arab Airlines (aussi connue sous le nom de Syrian Air)
- 2. La partie 2 de l'annexe 1 du même règlement est modifiée par adjonction, après l'article 133, de ce qui suit :
- 134. Sha'afiq Masa (brigadier)
- 135. Burhan Qadour (brigadier)
- 136. Salah Hamad (brigadier)
- 137. Muhammad Khallouf (brigadier) (aussi connu sous le nom d'Abou Ezzat)
- 138. Riad Al-Ahmed (major-général)
- 139. Abdul Salam Fajr Mahmoud (brigadier)
- 140. Jawdat al-Ahmed (brigadier)
- 141. Qusay Mihoub (colonel)
- 142. Suhail Al-Abdullah (colonel)
- 143. Khudr Khudr (brigadier)
- 144. Ibrahim Ma'ala (brigadier)
- 145. Firas Al-Hamed (brigadier)
- 146. Hussam Luqa (brigadier)
- 147. Taha Taha (brigadier)
- 148. Nasr al-Ali (brigadier)
- 149. Bassel Bilal
- 150. Ahmad Kafan

^a S.C. 1992, c. 17

¹ SOR/2011-114

a L.C. 1992, ch. 17

¹ DORS/2011-114

- 151. Bassam al-Misri
- 152. Ahmed al-Jarroucheh
- 153. Michel Kassouha (also known as Ahmed Salem or Ahmed Salem Hassan)
- 154. Ghassan Jaoudat Ismail (General)
- 155. Amer al-Achi (General)
- 156. Mohammed Ali Nasr (General)
- 157. Issam Hallaq (General)
- 158. Ezzedine Ismael
- 159. Samir Joumaa (also known as Abou Sami)
- 160. Ali Yunus (Major General)
- 161. Subhi Ahmad Al-Abdullah
- 162. Safwan Al-Assaf
- 163. Hala Mohammad Al-Nasser
- 164. Mohammad Abdul-Sattar Al-Sayyed
- 165. Yasser Al-Sibaei
- 166. Hazwan Al-Wazz
- 167. Omran Ahed Al-Zoubi
- 168. Radwan Habib
- 169. Ali Haidar
- 170. Bassam Hanna
- 171. Said Mu'zi Hneidi
- 172. Qadri Jamil
- 173. Fuad Shukri Kurdi
- 174. Mohammad Zafer Mihbek
- 175. Mohammad Yehya Moalla
- 176. Lubanah Mshaweh
- 177. Mahmoud Ibrahim Said
- 178. Nazira Farah Sarkis
- 179. Jassim Mohammad Zakarya
- 180. Fahd al-Freij

APPLICATION BEFORE PUBLICATION

3. For the purpose of paragraph 11(2)(a) of the *Statutory Instruments Act*, these Regulations apply before they are published in the *Canada Gazette*.

COMING INTO FORCE

4. These Regulations come into force on the day on which they are registered.

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(This statement is not part of the Regulations.)

1. Background

The *Special Economic Measures* (*Syria*) Regulations of May 24, 2011, were enacted by Canada under the *Special Economic Measures Act* (SEMA). These measures prohibited persons in Canada and Canadians abroad from dealing in the property of designated persons.

- 151. Bassam al-Misri
- 152. Ahmed al-Jarroucheh
- 153. Michel Kassouha (aussi connu sous le nom d'Ahmed Salem ou d'Ahmed Salem Hassan)
- 154. Ghassan Jaoudat Ismail (général)
- 155. Amer al-Achi (général)
- 156. Mohammed Ali Nasr (général)
- 157. Issam Hallaq (général)
- 158. Ezzedine Ismael
- 159. Samir Joumaa (aussi connu sous le nom d'Abou Sami)
- 160. Ali Yunus (major-général)
- 161. Subhi Ahmad Al-Abdullah
- 162. Safwan Al-Assaf
- 163. Hala Mohammad Al-Nasser
- 164. Mohammad Abdul-Sattar Al-Sayyed
- 165. Yasser Al-Sibaei
- 166. Hazwan Al-Wazz
- 167. Omran Ahed Al-Zoubi
- 168. Radwan Habib
- 169. Ali Haidar
- 170. Bassam Hanna
- 171. Said Mu'zi Hneidi
- 172. Qadri Jamil
- 173. Fuad Shukri Kurdi
- 174. Mohammad Zafer Mihbek
- 175. Mohammad Yehya Moalla
- 176. Lubanah Mshaweh
- 177. Mahmoud Ibrahim Said
- 178. Nazira Farah Sarkis
- 179. Jassim Mohammad Zakarya
- 180. Fahd al-Freij

ANTÉRIORITÉ DE LA PRISE D'EFFET

3. Pour l'application de l'alinéa 11(2)a) de la Loi sur les textes réglementaires, le présent règlement prend effet avant sa publication dans la Gazette du Canada.

ENTRÉE EN VIGUEUR

4. Le présent règlement entre en vigueur à la date de son enregistrement.

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

(Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.)

1. Contexte

Le Règlement sur les mesures économiques spéciales visant la Syrie du 24 mai 2011 a été adopté par le Canada en vertu de la Loi sur les mesures économiques spéciales (LMES). Ces mesures ont interdit aux personnes au Canada et aux Canadiens à l'étranger d'effectuer des opérations portant sur les biens des personnes désignées.

The Regulations Amending the Special Economic Measures (Syria) Regulations of August 13, 2011, added further individuals and entities to the list of designated persons and amended the spelling of several names already listed.

The Regulations Amending the Special Economic Measures (Syria) Regulations of October 4, 2011, added further individuals and entities to the list of designated persons, prohibited any purchase and transportation of petroleum products from Syria, prohibited Canadians from making new investments in the Syrian petroleum sector, and prohibited the provision of financial services for the purpose of investing in the oil industry or facilitating the importation of petroleum and petroleum products.

The Regulations Amending the Special Economic Measures (Syria) Regulations of December 23, 2011, added further individuals and entities to the list of designated persons, prohibited imports from Syria, prohibited new investment in Syria, and prohibited the export to Syria of equipment, including software, for the monitoring of telephone and Internet communications.

The Regulations Amending the Special Economic Measures (Syria) Regulations of January 25, 2012, added further individuals and entities to the list of designated persons, while providing for new exemptions to minimize the impact on ordinary citizens.

The Regulations Amending the Special Economic Measures (Syria) Regulations of March 5, 2012, imposed a nearly complete ban on financial transactions with Syria and any person in Syria, and added further individuals and entities to the list of designated persons.

The Regulations Amending the Special Economic Measures (Syria) Regulations of March 30, 2012, added further individuals and entities to the list of designated persons.

The Regulations Amending the Special Economic Measures (Syria) Regulations of May 18, 2012, prohibited the export to Syria of luxury goods, and added three additional individuals and three additional entities to the list of designated persons subject to a prohibition on dealings under the Regulations.

The Regulations Amending the Special Economic Measures (Syria) Regulations of July 6, 2012, prohibited the export, sale, supply or shipment to Syria of any goods set out in Schedule 2 to the Regulations, and the transfer, provision or communication of technical data related to any of those goods. The goods to which these prohibitions apply are goods that can be used in the manufacture and maintenance of items that may be used for internal repression, as well as goods that can be used in the production of chemical and biological weapons. The amendments also added two entities associated with the Syrian regime to the list of designated persons subject to an assets freeze and a prohibition on dealings under the Regulations.

2. Issue

The Regulations Amending the Special Economic Measures (Syria) Regulations respond to the continued gravity of the situation in Syria, which in the Governor in Council's opinion constitutes a grave breach of international peace and security that has

Le Règlement modifiant le Règlement sur les mesures économiques spéciales visant la Syrie du 13 août 2011 a ajouté les noms d'autres individus et entités à la liste des personnes désignées, et a modifié l'orthographe de plusieurs noms qui y étaient déjà inscrits.

Le Règlement modifiant le Règlement sur les mesures économiques spéciales visant la Syrie du 4 octobre 2011 a ajouté d'autres individus et entités à la liste des personnes désignées, a interdit tout achat et transport de produits pétroliers en provenance de la Syrie, a interdit aux Canadiens de faire de nouveaux investissements dans le secteur pétrolier syrien, et a interdit de fournir des services financiers dans le but d'investir dans l'industrie pétrolière ou de faciliter l'importation du pétrole et des produits pétroliers.

Le Règlement modifiant le Règlement sur les mesures économiques spéciales visant la Syrie du 23 décembre 2011 a ajouté d'autres individus et entités à la liste des personnes désignées, a interdit l'importation en provenance de la Syrie, les nouveaux investissements en Syrie, et l'exportation vers la Syrie des équipements, y compris les logiciels, pour la surveillance des communications téléphoniques et sur Internet.

Le Règlement modifiant le Règlement sur les mesures économiques spéciales visant la Syrie du 25 janvier 2012 a ajouté d'autres individus et entités à la liste des personnes désignées tout en prévoyant de nouvelles dérogations pour minimiser les répercussions négatives sur les citoyens ordinaires.

Le Règlement modifiant le Règlement sur les mesures économiques spéciales visant la Syrie du 5 mars 2012 a eu pour effet d'imposer une interdiction presque complète des transactions financières avec la Syrie et les personnes qui s'y trouvent. Elle se traduit également par l'ajout d'autres individus et entités à la liste des personnes désignées.

Le Règlement modifiant le Règlement sur les mesures économiques spéciales visant la Syrie du 30 mars 2012 a eu pour effet d'ajouter d'autres personnes et entités à la liste des personnes désignées.

Le Règlement modifiant le Règlement sur les mesures économiques spéciales visant la Syrie du 18 mai 2012 a eu pour effet d'interdire l'exportation de produits de luxe vers la Syrie et d'ajouter trois autres individus ainsi que trois autres entités à la liste des personnes désignées soumises à l'interdiction sur les transactions en vertu du Règlement.

Le Règlement modifiant le Règlement sur les mesures économiques spéciales visant la Syrie du 6 juillet 2012 a eu pour effet d'interdire l'exportation, la vente, la fourniture ou l'envoi à destination de la Syrie de toutes marchandises visées à l'annexe 2 du Règlement et le transfert, la fourniture ou la communication de données techniques relatives à ces marchandises. Les marchandises visées par l'interdiction sont celles qui peuvent être utilisées dans la fabrication et l'entretien des matériels susceptibles d'être utilisées aux fins de la répression interne, ainsi que les marchandises qui peuvent être utilisées dans la production des armes chimiques et biologiques. Les modifications au Règlement ont ajouté aussi deux entités associées au régime syrien à la liste des personnes désignées qui sont assujetties au gel des avoirs et à l'interdiction des transactions prévus au Règlement.

2. Enjeux/problèmes

Le Règlement modifiant le Règlement sur les mesures économiques spéciales visant la Syrie répond à la grave détérioration continue de la situation en Syrie, qui, de l'avis du gouverneur en conseil, constitue une rupture sérieuse de la paix et de la sécurité resulted or is likely to result in a serious international crisis. The peaceful, pro-democracy protests that erupted on March 15, 2011, in cities across Syria have been met with escalating repression. The United Nations (UN) Human Rights Council's Commission of Inquiry has found evidence of widespread, systematic and gross violations of human rights committed with the apparent knowledge and consent of the highest levels of state. Thousands of Syrians have been killed, and more than 112 000 registered refugees have been forced to flee to neighbouring countries. Opposition elements increasingly took up arms in response and, on July 15, the International Committee of the Red Cross declared Syria to be in a state of civil war. The Syrian government has also denied access to most international humanitarian organizations, raising serious protection concerns.

A resolution of the crisis remains elusive. In an effort to placate both the domestic opposition and the international community, President Bashar al-Assad has gradually unveiled a series of concessions. However, these measures remain limited in both scope and implementation, and the actions of Syria's security forces belie any genuine commitment to reform. An Arab League proposal to end the violence was accepted by Syria on November 2, 2011, but its provisions continue to be violated by the Syrian regime. An Arab League observer mission entered the country on December 26, 2011, but the Syrian regime obstructed its activities, and the mission suspended its activities as a result of the escalating violence on January 28, 2012. An Arab League plan for a peaceful democratic transition — supported by the UN General Assembly (February 16, 2012) and the Friends of the Syrian People (February 24, 2012) — was not accepted by Syria. The six-point plan of UN-Arab League Joint Special Envoy Kofi Annan was accepted by Syria on March 28, 2012. It achieved a ceasefire and the deployment of the UN Supervision Mission in Svria (UNSMIS). However, following an initial lull, violence again began to escalate in late May. On June 16, 2012, UNSMIS suspended its mission due to the deteriorating security situation. The rest of the Annan plan remains largely unimplemented.

3. Objectives

The regulatory action aims to

- contribute to concerted international efforts to further isolate and increase the pressure on the regime, and erode its capacity for repression; and
- signal Canada's support for the people of Syria.

4. Description

The Regulations Amending the Special Economic Measures (Syria) Regulations add additional individuals and entities associated with the Syrian regime to the list of designated persons subject to an assets freeze and a prohibition on dealings under the Regulations.

These amendments may affect Canadians or Canadian companies that conduct business with designated individuals or entities. However, the Minister of Foreign Affairs is authorized to issue permits to allow those affected by the Regulations to undertake activities that would otherwise be prohibited.

internationales qui a entraîné ou est susceptible d'entraîner une grave crise internationale. Les manifestations pro-démocratiques pacifiques qui ont éclaté le 15 mars 2011 dans plusieurs villes à travers la Syrie ont été affrontées avec une répression de plus en plus sévère. La Commission d'enquête établie par le Conseil des droits de l'homme des Nations Unies a constaté des violations massives, systématiques et répréhensives des droits de la personne qui sont commises à la connaissance et avec le consentement des dirigeants aux plus hauts échelons de l'État. Des milliers de Syriens ont été tués et plus de 112 000 réfugiés enregistrés ont été contraints de fuir vers des pays voisins. En réponse, les éléments d'opposition ont de plus en plus pris les armes et, le 15 juillet, le Comité international de la Croix-Rouge a déclaré que la Syrie avait sombré dans un état de guerre civile. Le gouvernement syrien a également refusé l'accès à la plupart des organisations humanitaires internationales, suscitant d'importantes préoccupations en matière de protection.

Un règlement de la crise semble toujours hors d'atteinte. Et pour apaiser à la fois l'opposition locale et la communauté internationale, le président Bachar Al-Assad a progressivement dévoilé une série de concessions. Toutefois, ces mesures demeurent limitées dans leur portée et leur mise en œuvre, et les actions des forces de sécurité syriennes démentent toute véritable volonté de réforme. La Syrie a accepté le 2 novembre 2011 une proposition présentée par la Ligue arabe pour mettre fin à la violence, mais le régime syrien n'a pas cessé de violer les dispositions de cette proposition. Une mission d'observateurs de la Ligue arabe est entrée dans le pays le 26 décembre 2011, mais le régime syrien a entravé ses activités, et la mission a ainsi suspendu ses activités à la suite de l'escalade de la violence du 28 janvier 2012. La Syrie a rejeté un plan de la Ligue arabe en vue d'une transition démocratique pacifique — présenté avec l'aval de l'Assemblée générale des Nations Unies (le 16 février 2012) et des Amis du peuple syrien (le 24 février 2012). Le 28 mars 2012, la Syrie a accepté le plan en six points de l'Envoyé spécial conjoint des Nations Unies et de la Ligue des États arabes, M. Kofi Annan. Par conséquent, un cessez-le-feu a été établi et la Mission de supervision des Nations Unies en République arabe syrienne (MÎSNUS) a été déployée. Toutefois, après une accalmie initiale, la violence s'est à nouveau accentuée à la fin mai. Le 16 juin 2012, la MISNUS a suspendu sa mission en raison de la détérioration des conditions de sécurité. Dans une large mesure, le reste du plan Annan n'a pas encore été mis en œuvre.

3. Objectifs

Les mesures réglementaires visent à :

- contribuer à des efforts internationaux concertés en vue d'isoler davantage la Syrie, d'exercer plus de pressions sur le régime syrien et de miner son pouvoir de répression;
- signaler l'appui du Canada à l'égard du peuple syrien.

4. Description

Le Règlement modifiant le Règlement sur les mesures économiques spéciales visant la Syrie ajoute d'autres personnes et entités associées au régime syrien à la liste des personnes désignées qui sont assujetties au gel des avoirs et à l'interdiction sur les transactions prévus au Règlement.

Ces modifications pourraient toucher les Canadiens ou les entreprises canadiennes qui font affaire avec des personnes ou des entités désignées. Toutefois, le ministre des Affaires étrangères est autorisé à délivrer des permis à ceux qui sont touchés par le Règlement pour leur permettre de mener des activités qui seraient autrement interdites.

5. Consultation

The Department of Foreign Affairs and International Trade drafted the Regulations following consultations with the Department of Justice.

6. Small business lens

The Regulations may affect Canadians or Canadian companies that conduct business with designated individuals or entities. However, the Minister of Foreign Affairs is authorized to issue permits to allow those affected by the Regulations to undertake activities that would otherwise be prohibited.

7. Rationale

The United States, the European Union, the Arab League and Turkey have all imposed sanctions on Syria with the most recent round of U.S. sanctions imposed on July 18, 2012, and the most recent round of European Union sanctions announced on July 23, 2012. The latest Regulations contribute to these concerted international efforts to further isolate and increase the pressure on the regime, and to erode its capacity for repression, while signalling Canada's support for the people of Syria. Syria is already starting to feel the effects of international sanctions.

The Regulations may affect Canadians or Canadian companies that conduct business with designated individuals or entities. However, the Minister of Foreign Affairs is authorized to issue permits to allow those affected by the Regulations to undertake activities that would otherwise be prohibited.

8. Implementation, enforcement and service standards

Compliance is ensured by the Royal Canadian Mounted Police and the Canada Border Services Agency. Every person who contravenes section 3 or 4 of the Regulations is liable, upon conviction, to the punishments set out in section 8 of the *Special Economic Measures Act*.

9. Contacts

Curtis Schmeichel Legal Officer

United Nations, Human Rights and Economic Law

Division (JLH)

Department of Foreign Affairs and International Trade

125 Sussex Drive Ottawa, Ontario K1A 0G2

Telephone: 613-996-3863 Fax: 613-992-2467

Email: curtis.schmeichel@international.gc.ca

Hugh Adsett Director

United Nations, Human Rights and Economic Law

Division (JLH)

Department of Foreign Affairs and International Trade

125 Sussex Drive Ottawa, Ontario K1A 0G2

Telephone: 613-992-6296 Fax: 613-992-2467

Email: hugh.adsett@international.gc.ca

5. Consultation

Le ministère des Affaires étrangères et du Commerce international a rédigé le Règlement à la suite de consultations auprès du ministère de la Justice.

6. Lentille des petites entreprises

Le Règlement peut néanmoins toucher les Canadiens ou les entreprises canadiennes qui font affaire avec des personnes ou des entités désignées. Toutefois, le ministre des Affaires étrangères est autorisé à délivrer des permis à ceux qui sont touchés par le Règlement pour leur permettre de mener des activités qui seraient autrement interdites.

7. Justification

Les États-Unis, l'Union européenne, la Ligue arabe et la Turquie ont tous imposé des sanctions à la Syrie avec la plus récente série de sanctions imposées par les États-Unis le 18 juillet 2012, et la plus récente série de sanctions de l'Union européenne annoncées le 23 juillet 2012. Le dernier Règlement contribue à ces efforts internationaux concertés en vue d'isoler davantage la Syrie, d'exercer plus de pressions sur le régime syrien, et de miner son pouvoir de répression, tout en signalant l'appui du Canada à l'égard du peuple syrien. La Syrie a déjà commencé à ressentir les effets des sanctions internationales.

Le Règlement peut néanmoins toucher les Canadiens ou les entreprises canadiennes qui font affaire avec des personnes ou des entités désignées Toutefois, le ministre des Affaires étrangères est autorisé à délivrer des permis à ceux qui sont touchés par le Règlement pour leur permettre de mener des activités qui seraient autrement interdites.

8. Mise en œuvre, application et normes de service

La Gendarmerie royale du Canada et l'Agence des services frontaliers du Canada sont chargées de l'application du Règlement. Toute personne qui contrevient aux articles 3 ou 4 du Règlement est passible, sur déclaration de culpabilité, des peines prévues à l'article 8 de la *Loi sur les mesures économiques spéciales*.

9. Personnes-ressources

Curtis Schmeichel

Agent juridique

Direction du droit onusien, des droits de la personne et du droit économique (JLH)

Ministère des Affaires étrangères et du Commerce international 125, promenade Sussex

Ottawa (Ontario)

K1A 0G2

Téléphone : 613-996-3863 Télécopieur : 613-992-2467

Courriel: curtis.schmeichel@international.gc.ca

Hugh Adsett Directeur

Direction du droit onusien, des droits de la personne et du droit économique (JLH)

Ministère des Affaires étrangères et du Commerce international

125, promenade Sussex Ottawa (Ontario)

K1A 0G2

Téléphone : 613-992-6296 Télécopieur : 613-992-2467

Courriel: hugh.adsett@international.gc.ca

Mark Bailey Senior Advisor, Syria and Iran Middle East and Maghreb Relations Division Department of Foreign Affairs and International Trade 125 Sussex Drive Ottawa, Ontario K1A 0G2

Telephone: 613-944-3022 Fax: 613-944-7975

Email: mark.bailey@international.gc.ca

Mark Bailey Conseiller principal (Syrie et Iran) Direction des relations avec le Moyen-Orient et le Maghreb Ministère des Affaires étrangères et du Commerce international 125, promenade Sussex Ottawa (Ontario) K1A 0G2

Téléphone : 613-944-3022 Télécopieur : 613-944-7975

Courriel: mark.bailey@international.gc.ca

Registration SOR/2012-167 August 30, 2012

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations

P.C. 2012-1060 August 30, 2012

Whereas, pursuant to subsection 332(1)^a of the Canadian Environmental Protection Act, 1999b, the Minister of the Environment published in the Canada Gazette, Part I, on August 27, 2011, a copy of the proposed Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations, substantially in the annexed form, and persons were given an opportunity to file comments with respect to the proposed Regulations or to file a notice of objection requesting that a board of review be established and stating the reasons for the objection;

Whereas, pursuant to subsection 93(3) of that Act, the National Advisory Committee has been given an opportunity to provide its advice under section 6° of that Act;

And whereas, in accordance with subsection 93(4) of that Act, the Governor in Council is of the opinion that the proposed Regulations do not regulate an aspect of a substance that is regulated by or under any other Act of Parliament in a manner that provides, in the opinion of the Governor in Council, sufficient protection to the environment and human health;

Therefore, His Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of the Environment and the Minister of Health, pursuant to subsections 93(1)and 330(3.2)^d of the Canadian Environmental Protection Act, 1999b, makes the annexed Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations.

TABLE OF CONTENTS

(This table is not part of the Regulations.)

REDUCTION OF CARBON DIOXIDE EMISSIONS FROM COAL-FIRED GENERATION OF **ELECTRICITY REGULATIONS**

OVERVIEW

Purpose

Enregistrement DORS/2012-167 Le 30 août 2012

LOI CANADIENNE SUR LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT (1999)

Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon

C.P. 2012-1060 Le 30 août 2012

Attendu que, conformément au paragraphe 332(1)^a de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)^b, le ministre de l'Environnement a fait publier dans la Gazette du Canada Partie I, le 27 août 2011, le projet de règlement intitulé Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon, conforme en substance au texte ci-après, et que les intéressés ont ainsi eu la possibilité de présenter leurs observations à cet égard ou un avis d'opposition motivé demandant la constitution d'une commission de révision;

Attendu que, conformément au paragraphe 93(3) de cette loi, le comité consultatif national s'est vu accorder la possibilité de formuler ses conseils dans le cadre de l'article 6^c de celle-ci;

Attendu que le gouverneur en conseil est d'avis que, aux termes du paragraphe 93(4) de cette loi, le projet de règlement ne vise pas un point déjà réglementé sous le régime d'une autre loi fédérale de manière à offrir une protection suffisante pour l'environnement et la santé humaine,

À ces causes, sur recommandation du ministre de l'Environnement et de la ministre de la Santé et en vertu des paragraphes 93(1) et 330(3.2)^d de la *Loi canadienne sur la protection de* l'environnement (1999)^b, Son Excellence le Gouverneur général en conseil prend le Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon, ci-après.

TABLE DES MATIÈRES

(La présente table ne fait pas partie du règlement.)

RÈGLEMENT SUR LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE DIOXYDE DE CARBONE — SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ THERMIQUE AU CHARBON

APERCU

1 Objet

S.C. 2004, c. 15, s. 31

S.C. 1999, c. 33

S.C. 2002, c. 7, s. 124

^d S.C. 2008, c. 31, s. 5

L.C. 2004, ch. 15, art. 31

b L.C. 1999, ch. 33 c L.C. 2002, ch. 7, art. 124

d L.C. 2008, ch. 31, art. 5

	INTERPRETATION		DÉFINITIONS
2	Definitions	2	Définitions
	PART 1		PARTIE 1
	REGULATED UNITS AND EMISSION LIMIT		GROUPES RÉGLEMENTÉS ET LIMITE D'ÉMISSIONS
	EMISSION-INTENSITY LIMIT		LIMITE DE L'INTENSITÉ DES ÉMISSIONS
3	Limit — 420t/GWh	3	420t/GWh
	REGISTRATION		ENREGISTREMENT
4	Registration	4	Enregistrement
	SUBSTITUTION OF UNITS AND DEFERRED APPLICATION		SUBSTITUTION DE GROUPES ET APPLICATION DIFFÉRÉE
5 6	Application of subsection 3(1) — substituted units Deferral of application of subsection 3(1)	5 6	Application du paragraphe 3(1) — substitution de groupes Application différée du paragraphe 3(1)
	EMERGENCY CIRCUMSTANCES		SITUATIONS D'URGENCE
7	Conditions for application	7	Conditions de la demande
8	Extension	8	Demande de prolongation
	CARBON CAPTURE AND STORAGE		CAPTAGE ET SÉQUESTRATION DE CARBONE
	Temporary Exemption — System to be Constructed		Exemption temporaire — système à construire
9	Application	9	Demande
10	Requirements	10	Exigences rattachées à l'exemption
11	Implementation report	11 12	Rapport de mise en œuvre
12 13	Updated information Revocation — non-satisfaction or misleading information	13	Mise à jour des renseignements Révocation — non-respect d'exigences ou renseignements
13	revocation from satisfaction of misleading information	13	trompeurs
	Twenty-four Month Exemption — Existing Unit with System		Exemption de vingt-quatre mois — groupe existant avec système construit
14	Exemption	14	Exemption
	PART 2		PARTIE 2
	REPORTING, SENDING, RECORDING AND RETENTION OF INFORMATION		RAPPORTS, TRANSMISSION, CONSIGNATION ET CONSERVATION DES RENSEIGNEMENTS
15	Annual report	15	Rapport annuel
16	Electronic report, notice and application	16	Rapports, avis et demandes électroniques
17	Record-making	17	Conservation
18	Retention of records and reports	18	Conservation des renseignements et des rapports
	PART 3		PARTIE 3
	QUANTIFICATION RULES		RÈGLES DE QUANTIFICATION
	PRODUCTION OF ELECTRICITY		Production d'électricité
19	Electricity	19	Quantité
	CO ₂ EMISSIONS		ÉMISSIONS DE ${ m CO}_2$
	Means of Quantification		Moyens de quantification
20	CEMS or fuel-based methods	20	Système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions ou méthode fondée sur le type de combustible

The second secon					
	Continuous Emissions Monitoring System	Système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions			
21	Quantification	21 Quantification			
Fuel-based Methods		Quantification fondée sur le type de combustible brûlé			
22	Determination	22 Calcul			
23	Measured carbon content	23 Contenu en carbone mesuré			
24	Quantification based on HHV	24 Quantification fondée sur le pouvoir calorifique supérieur			
	ACCURACY OF DATA	EXACTITUDE DES DONNÉES			
25	Measuring devices — installation, maintenance and calibration	25 Installation, entretien et étalonnage des instruments de mesure			
26	CEMS	Système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions			
	FUEL SAMPLING AND TESTING REQUIREMENTS	Exigences en matière d'échantillonnage et d'analyse			
27	Fuel sampling	27 Échantillonnage			
28	Missing Data	28 Données manquantes			
PART 4		PARTIE 4			
	COMING INTO FORCE	ENTRÉE EN VIGUEUR			
29	July 1, 2015	29 1 ^{er} juillet 2015			
_,	3.00				
SCH	EDULE 1	ANNEXE 1			
SCHEDULE 2		ANNEXE 2			
SCH	EDULE 3	ANNEXE 3			
SCHEDULE 4		ANNEXE 4			
SCHEDULE 5		ANNEXE 5			
SCHEDULE 6		ANNEXE 6			
	DEDUCTION OF CARRON DIOVIDE	RÈGLEMENT SUR LA RÉDUCTION DES			
	REDUCTION OF CARBON DIOXIDE EMISSIONS FROM COAL-FIRED	ÉMISSIONS DE DIOXYDE DE CARBONE —			
	GENERATION OF ELECTRICITY	SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ			
	REGULATIONS	THERMIQUE AU CHARBON			
	OVERVIEW	APERÇU			
Purpos	the reduction of carbon dioxide (CO ₂) emissions that result from the production of electricity by means of thermal energy using coal as a fuel, whether in conjunction with other fuels or not.	1. (1) Le présent règlement établit un régime visant la réduction des émissions de dioxyde de carbone (CO ₂) provenant de la production thermique d'électricité à partir de charbon seul ou combiné avec d'autres combustibles.			

Contents

- (2) These Regulations are divided into four Parts as follows:
 - (a) Part 1 sets out a performance standard for the intensity of CO₂ emissions from regulated units and provides for exceptions based on the substitution of units and for temporary exemptions in relation to emergencies and units integrated with carbon capture and storage systems;
 - (b) Part 2 sets out requirements for the reporting, sending, recording and retention of information;
 - (c) Part 3 sets out quantification rules for determining the intensity of CO₂ emissions from regulated units; and
 - (d) Part 4 provides dates for the coming into force of these Regulations and, in particular, delays the coming into force of the performance standard in respect of standby units until January 1, 2030.

INTERPRETATION

Definitions

2. (1) The following definitions apply in these Regulations.

"Act" « Loi » "Act" means the Canadian Environmental Protection Act, 1999.

"ASTM" « ASTM » "ASTM" means ASTM International, formerly known as the American Society for Testing and Materials.

"auditor" « vérificateur »

- "auditor" means a person who
 - (a) is independent of the responsible person who is to be audited; and
 - (b) has demonstrated knowledge of and experience in
 - (i) the certification, operation and relative accuracy test audit (RATA) of continuous emission monitoring systems, and
 - (ii) quality assurance and quality control procedures in relation to those systems.

"authorized official" « agent autorisé »

- "authorized official" means
- (a) in respect of a responsible person that is a corporation, an officer of the corporation who is authorized to act on its behalf;
- (b) in respect of a responsible person that is an individual, that person or a person authorized to act on that individual's behalf; and
- (c) in respect of a responsible person that is another entity, a person authorized to act on that other entity's behalf.

"biomass" « biomasse » "biomass" means a fuel that consists only of nonfossilized, biodegradable organic material that originates from plants or animals but does not come from a geological formation, and includes gases and liquids recovered from organic waste.

"calendar year" « année civile »

- "calendar year" means
 - (a) for 2015, the period of six consecutive months that begins on July 1, 2015; and

- (2) Le présent règlement est divisé en quatre Contenu parties:
 - a) la partie 1 établit une norme de performance applicable à l'intensité des émissions de CO₂ provenant des groupes réglementés. Elle prévoit les exceptions autorisant la substitution de groupes et établit les exemptions temporaires en cas de situation d'urgence ou d'intégration au groupe d'un système de captage et de séquestration de carbone;
 - b) la partie 2 prévoit les exigences relatives aux rapports et à la transmission, à la consignation et à la conservation des renseignements;
 - c) la partie 3 précise les règles de quantification permettant de déterminer l'intensité des émissions de CO₂ provenant des groupes réglementés;
 - d) la partie 4 prévoit les dates d'entrée en vigueur du présent règlement et fixe une date d'entrée en vigueur différée pour la norme de performance à l'égard des groupes de réserve, soit le 1^{er} janvier 2030.

DÉFINITIONS

2. (1) Les définitions qui suivent s'appliquent au Définitions présent règlement.

« agent autorisé »

a) Dans le cas où la personne responsable est une "autorisé " "authorized personne morale, celui de ses dirigeants autorisé official' à agir en son nom;

b) dans le cas où elle est une personne physique, celle-ci ou la personne qui est autorisée à agir en

- c) dans le cas où elle est une autre entité, la personne autorisée à agir en son nom.
- « année civile »
- a) Pour l'année 2015, la période de six mois vear consécutifs débutant le 1^{er} juillet 2015;
- b) dans les autres cas, la période de douze mois consécutifs débutant le 1er janvier.
- « ASTM » L'ASTM International, auparavant « ASTM » connue sous le nom de American Society for Testing and Materials.
- « biomasse » Combustible constitué uniquement de « biomasse » matières organiques biodégradables non fossilisées d'origine végétale ou animale et qui ne provient pas d'une formation géologique. La biomasse comprend les gaz et les liquides récupérés de la décomposition des déchets organiques.
- « capacité de production » À l'égard d'un groupe et « capacité de d'une année civile:
 - a) Soit la puissance maximale continue de ce groupe, exprimée en MW, déclarée le plus récemment aux autorités provinciales compétentes ou à l'opérateur du réseau électrique de la province où le groupe est situé;
 - b) soit, en l'absence d'une telle déclaration, la quantité maximale d'électricité, exprimée en MW, destinée à la vente qui est produite de façon continue par ce groupe pendant deux heures au cours de l'année en cause.

« agent

« année civile » "calendar

production » "production capacity"

(b) in any other case, the period of 12 consecutive months that begins on January 1.

"capacity factor" « facteur de capacité »

"capacity factor", in respect of a unit in a calendar year, means the ratio of the quantity of electricity referred to in section 19 that is produced by the unit to the quantity of electricity that would be produced by the unit in the calendar year if it were to operate at its production capacity at all times during the calendar year.

"coal" « charbon » "coal" includes petroleum coke and synthetic gas that is derived from coal or petroleum coke.

"commissioning date" « date de mise en service >

- "commissioning date" means
 - (a) for an electricity generator that began producing electricity by means of thermal energy using a fuel other than coal, and not in conjunction with coal, but that was converted into a unit before June 23, 2010, the day on which that generator began to produce electricity for sale to the electric grid using fuel other than coal, and not in conjunction with coal; and
 - (b) in any other case, the day on which a unit begins to produce electricity for sale to the electric

"existing unit" « groupe existant »

"existing unit" means a unit that is neither an old unit nor a new unit.

"fossil fuel" « combustible fossile »

"fossil fuel" means a fuel other than biomass.

"front end engineering design study' « étude d'ingénierie d'avant-projet détaillé

"front end engineering design study" means a collection of studies that provide the necessary details to support the carrying out of a construction project for the capture element of a carbon capture and storage system, including

- (a) technical drawings and documents that describe the capture element in sufficient detail to permit the tendering of a contract for its construction;
- (b) an estimation of the capital cost of the capture element with a margin of error of $\pm 20\%$;
- (c) a safety review of the capture element;
- (d) a risk assessment of the carbon capture and storage system, namely an assessment of the risks that may delay or prevent the completion of the construction of the system, including technical, economic, environmental, legal and labourrelated risks;
- (e) a strategy to mitigate those risks; and
- (f) a detailed plan to carry out the construction of the carbon capture and storage system, including a schedule for the completion of its major steps.

"gasification system" includes a gasification system that is in part located underground.

"gasification system" « système de gazéification »

"GPA" means the Gas Processors Association of the United States.

« centrale électrique » Tous les groupes, bâtiments « centrale et autres structures ainsi que les équipements fixes — notamment ceux utilisés pour la séparation et la pressurisation initiale du CO₂ de l'élément de captage d'un système de captage et de séquestration de carbone — situés sur un seul site ou sur des sites adjacents fonctionnant de façon intégrée pour la production d'électricité et dont l'activité principale est la production d'électricité pour la vente au réseau électrique.

« charbon » Sont assimilés au charbon le coke de « charbon » pétrole et le gaz de synthèse provenant du charbon ou du coke de pétrole.

« combustible fossile » Combustible autre que la biomasse.

« date de mise en service » :

- a) Dans le cas du générateur qui produisait de l'électricité thermique par suite de la combustion ing date' d'un combustible autre que le charbon ou d'un mélange de combustibles sans charbon mais qui est devenu un groupe avant le 23 juin 2010, la date à laquelle ce générateur a commencé à produire ainsi de l'électricité pour la vente au réseau électrique;
- b) dans les autres cas, la date à laquelle un groupe commence à produire de l'électricité pour la vente au réseau électrique.
- « équipement majeur » Chaudière, gazogène, con- « équipement vertisseur, turbine, dispositif de contrôle de la pollution atmosphérique, colonne de distillation d'air, compresseur, système de séparation de CO2 ou toute autre pièce d'équipement dont, selon le cas :
 - a) la fabrication répond aux spécifications de la commande et le temps de fabrication et de livraison dépasse douze mois après la date de commande:
 - b) le coût d'achat est d'au moins dix millions de dollars.
- « étude d'ingénierie d'avant-projet détaillé » En- « étude semble des études permettant de fournir les détails nécessaires à la réalisation d'un projet de construction de l'élément de captage du système de captage et de séquestration de carbone, notamment :
 - a) les dessins techniques et les documents décrivant l'élément de captage de façon suffisamment détaillée pour permettre le lancement d'un processus d'appel d'offres pour sa construction;
 - b) une estimation du coût des investissements reliés à la construction de cet élément, avec une marge d'erreur de 20 %;
 - c) une évaluation de la sécurité de l'élément de captage;
 - d) une évaluation des risques relatifs au système de captage et de séquestration de carbone, notamment les risques susceptibles de ralentir ou d'empêcher la réalisation du projet de construction du système, ainsi que les risques techniques, économiques, environnementaux, juridiques et reliés à la main-d'œuvre;

"power plant"

« combustible fossile » "fossil fuel"

« date de mise en service » "commission-

equipment"

d'ingénierie d'avant-projet détaillé » "front end engineering design study"

1955

"GPA" « GPA »

"major equipment" « équipement majeur »

"major equipment" means a boiler, gasifier, shift reactor, turbine, air pollution control device, air separation unit, compressor, CO₂ separation system or other equipment that

(a) is manufactured in accordance with specifications in its purchase order and takes more than 12 months after the date of the purchase order to be manufactured and delivered; or

(b) costs \$10,000,000 or more

"new unit" « groupe nouveau »

"new unit" means a unit, other than an old unit, whose commissioning date is on or after July 1, 2015.

"old unit" « groupe en fin de vie utile »

"old unit" means a unit that has reached the end of its useful life but continues to produce electricity.

"operator" « exploitant » "operator" means the person that operates or has the charge, management or control of a unit.

"power plant" « centrale électrique »

"power plant" means all units, buildings and other structures and all stationary equipment — including equipment for the separation and initial pressurization of CO₂ of the capture element of a carbon capture and storage system — on a single site, or on adjacent sites that function as a single integrated site, whose primary purpose is the production of electricity for sale to the electric grid.

"production capacity' « capacité de production »

"production capacity", in relation to a unit and a calendar year, means

(a) the maximum continuous rating of the unit, expressed in MW, as most recently reported to a provincial authority of competent jurisdiction or to the electric system operator in the province where the unit is located; or

(b) if no report has been made, the most electricity that was produced for sale by the unit, expressed in MW, during two continuous hours in that calendar year.

"Reference Method' « Méthode de référence »

"Reference Method" means the document entitled Reference Method for Source Testing: Quantification of Carbon Dioxide Releases by Continuous Emission Monitoring Systems from Thermal Power Generation, June 2012, published by the Department of the Environment.

"responsible person" « personne responsable » "responsible person" means an owner or operator of a unit.

"standard m3" $\ll m^3$ normalisé »

"standard m³" has the meaning assigned to a cubic metre at standard pressure and standard temperature by the definition "standard volume" in subsection 2(1) of the Electricity and Gas Inspection Regulations.

"standby unit" « groupe de réserve »

"standby unit" means an old unit that, for a given calendar year, operates at a capacity factor of 9% or

"unit" « groupe »

"unit" means physically connected equipment located in a power plant — including boilers and other combustion devices, gasifiers, reactors, turbines, generators and emission control devices that operates together to produce electricity

e) une stratégie visant à limiter ces risques;

f) un plan détaillé du projet de construction du système, y compris un échéancier des principales étapes.

« exploitant » À l'égard d'un groupe, toute per- « exploitant » sonne qui l'exploite ou en a la responsabilité ou la maîtrise.

« facteur de capacité » À l'égard d'un groupe pour « facteur de une année civile donnée, la proportion de la quantité d'électricité produite par le groupe, calculée selon l'article 19, par rapport à la quantité d'électricité que celui-ci produirait au cours de l'année à sa capacité de production de façon continue pendant cette année.

capacité » "capacity factor'

« GPA » La Gas Processors Association des « GPA » Étate Unic États-Unis.

« groupe » Ensemble de l'équipement raccordé qui « groupe » se trouve à une centrale électrique, notamment chaudières ou autre dispositif de combustion, gazogènes, réacteurs, turbines, générateurs et dispositifs de contrôle des émissions, et qui produit de l'électricité thermique par suite de la combustion de charbon ou d'un mélange de charbon et d'autres combustibles.

« groupe de réserve » Groupe en fin de vie utile qui « groupe de fonctionne selon un facteur de capacité de 9 % ou réserve » "standby unit" moins au cours d'une année civile donnée.

« groupe en fin de vie utile » Groupe ayant atteint « groupe en fin la fin de sa vie utile et qui continue à produire de "old unit" l'électricité.

de vie utile »

« groupe existant » Groupe autre qu'un groupe « groupe nouveau ou un groupe en fin de vie utile.

existant » "existing unit"

« groupe nouveau » Groupe, autre qu'un groupe en « groupe fin de vie utile, dont la date de mise en service est "nouveau" au plus tôt le 1^{er} juillet 2015.

"new unit"

«Loi» La Loi canadienne sur la protection de «Loi» Penvironnement (1999) l'environnement (1999).

« Méthode de référence » Le document intitulé « Méthode de *Méthode de référence pour le contrôle à la source :* quantification des émissions de dioxyde de carbone Method des centrales thermiques par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, juin 2012, publié par le ministère de l'Environnement.

« m³ normalisé » S'entend de l'expression mètre « m³ cube à la pression normale et à la température "ormalisé " normale au sens de « volume normal », au paragraphe 2(1) du Règlement sur l'inspection de l'électricité et du gaz.

"standard m3"

« personne responsable » Le propriétaire ou l'exploitant d'un groupe.

« personne responsable » "responsible person'

« système de gazéification » S'entend notamment « système de d'un système de gazéification qui est en partie gazéification » souterrain.

system'

by means of thermal energy using coal as a fuel, whether in conjunction with other fuels or not.

"useful life", in respect of a unit, means the period that begins on the commissioning date and ends on

- (a) for a unit other than a unit referred to in paragraph (a) of the definition "commissioning date",
 - (i) in the case of a unit whose commissioning date is before 1975, the earlier of
 - (A) December 31 of the calendar year that is 50 years after the commissioning date, and
 - (B) December 31, 2019; and
 - (ii) in the case of a unit whose commissioning date is after 1974 but before 1986, the earlier
 - (A) December 31 of the calendar year that is 50 years after the commissioning date, and
 - (B) December 31, 2029, and
 - (iii) in any other case, December 31 of the calendar year that is 50 years after the commissioning date, and
- (b) for a unit referred to in paragraph (a) of the definition "commissioning date", 18 months after the applicable date described in subparagraph (a)(i), (ii) or (iii).

« vérificateur » Personne qui, à la fois :

a) est indépendante de la personne responsable qui fait l'objet de la vérification;

- b) a démontré qu'elle a des connaissances et de l'expérience en ce qui touche :
 - (i) la certification, l'exploitation et la vérification de l'exactitude relative des systèmes de mesure et d'enregistrement en continu des
 - (ii) les procédures d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité de ces systèmes.

« vie utile » Période commençant à la date de mise « vie utile » en service et se terminant à l'une ou l'autre des "useful life" en service et se terminant à l'une ou l'autre des dates suivantes :

« vérificateur »

"auditor'

- a) s'il s'agit d'un groupe autre qu'un groupe visé à l'alinéa a) de la définition de « date de mise en service »:
 - (i) dans le cas d'un groupe dont la date de mise en service est antérieure à 1975, la plus rapprochée des dates suivantes :
 - (A) le 31 décembre de la cinquantième année civile suivant cette date,
 - (B) le 31 décembre 2019,
 - (ii) dans le cas d'un groupe dont la date de mise en service est postérieure à 1974 mais antérieure à 1986, la plus rapprochée des dates suivantes:
 - (A) le 31 décembre de la cinquantième année civile suivant cette date,
 - (B) le 31 décembre 2029,
 - (iii) dans les autres cas, le 31 décembre de la cinquantième année civile suivant cette date;
- b) s'il s'agit d'un groupe visé à l'alinéa a) de la définition de « date de mise en service », dix-huit mois après la date applicable visée aux sousalinéas a)(i) à (iii).
- (2) Pour l'interprétation des documents incorpo- Interprétation rés par renvoi dans le présent règlement, toute mention de « should » ainsi que les recommandations et renvoi suggestions expriment une obligation.

incorporés par

(3) Dans le présent règlement, tout renvoi à une Normes norme de l'ASTM et de la GPA s'entend de sa ver- incorporées par sion éventuellement modifiée.

Interpretation of incorporated documents

"useful life" « vie utile »

> (2) For the purposes of interpreting documents incorporated by reference into these Regulations, "should" must be read to mean "must" and any recommendation or suggestion must be read as an obligation.

Standards incorporated by reference

(3) Any standard of the ASTM or GPA that is incorporated by reference into these Regulations is incorporated as amended from time to time.

PART 1

REGULATED UNITS AND **EMISSION LIMIT**

EMISSION-INTENSITY LIMIT

Limit — 420t/GWh

3. (1) A responsible person for a new unit or an old unit must not, on average, emit with an intensity of more than 420 tonnes CO₂ emissions from the combustion of fossil fuels in the unit for each GWh of electricity produced by the unit during a calendar year.

PARTIE 1

GROUPES RÉGLEMENTÉS ET LIMITE D'ÉMISSIONS

LIMITE DE L'INTENSITÉ DES ÉMISSIONS

3. (1) Il est interdit à la personne responsable 420t/GWh d'un groupe nouveau ou d'un groupe en fin de vie utile d'émettre à une intensité moyenne de plus de 420 tonnes d'émissions de CO₂ provenant de la combustion, par le groupe, de combustibles fossiles pour chaque gigawattheure d'électricité produite par le groupe, au cours d'une année civile donnée.

Quantification of electricity and emissions

- (2) The quantity of
- (a) electricity referred to in subsection (1) is to be determined in accordance with section 19; and
- (b) emissions referred to in subsection (1) are to be determined in accordance with the applicable provisions of sections 20 to 24.

CO2 released from sorbent

(3) The CO₂ emissions released from the use of sorbent to control the emission of sulphur dioxide from a unit are to be included as \hat{CO}_2 emissions from the combustion of fossil fuels in that unit for the purpose of subsection (1).

Coal gasification systems

(4) Emissions from a gasification system that produces synthetic gas derived from coal or petroleum coke that is used as a fuel to produce electricity from a unit referred to in subsection (1) are to be included as emissions from that unit, for the purpose of subsection (1), if that coal gasification system has at least one responsible person in common with that unit.

CCS excluded

(5) The CO₂ emissions from a unit referred to in subsection (1) do not include emissions that are captured in accordance with the laws of Canada or a province that regulate that capture and that are transported and stored in accordance with the laws of Canada or a province, or of the United States or one of its states, that regulate that transportation or storage, as the case may be.

Partial year application

(6) For greater certainty, if subsection (1) applies in respect of a unit only for a period during a calendar year, that period is considered to be the calendar year for the purpose of that subsection.

REGISTRATION

Registration

- **4.** (1) A responsible person for a unit must register the unit by sending to the Minister a registration report that contains the information set out in Schedule 1
 - (a) for an existing unit and an old unit, on or before February 1, 2013; and
 - (b) for a new unit, on or before 30 days after its commissioning date.

Registration number

(2) On receipt of the registration report, the Minister must assign a registration number to the unit and inform the responsible person of that registra-

Change of information

(3) If the information provided in the registration report changes, the responsible person must send a notice to the Minister that provides the updated information not later than 30 days after the change.

SUBSTITUTION OF UNITS AND DEFERRED APPLICATION

Application of subsection 3(1)substituted units

5. (1) For the purpose of subsection 3(1), a responsible person for a unit (referred to in this section as the "original unit") that reaches the end of its useful life during a calendar year may apply to the Minister to have another unit (referred to in this

- (2) Pour l'application du paragraphe (1) :
- a) la quantité d'électricité produite est calculée selon l'article 19;

Quantification de l'électricité produite et des émissions

- b) la quantité des émissions de CO₂ est calculée selon celui des articles 20 à 24 qui s'applique.
- (3) Les émissions de CO₂ attribuables au sorbant Émissions de utilisé pour contrôler les émissions de dioxyde de CO2 provenant soufre provenant du groupe en cause sont incluses dans le calcul des émissions de CO₂ visées au paragraphe (1).

de sorbant

(4) Pour l'application du paragraphe (1), les Système de émissions d'un système de gazéification du charbon gazéification qui fournit du gaz de synthèse provenant du charbon ou du coke de pétrole utilisé pour la production d'électricité par le groupe en cause entrent dans le calcul des émissions de ce groupe, si au moins une personne responsable de celui-ci est aussi une personne responsable du système de gazéification.

du charbon

(5) Sont exclues du calcul des émissions de CO₂ Exclusion provenant d'un groupe visé au paragraphe (1) les émissions qui sont captées conformément aux règles de droit du Canada ou de la province qui réglemente cette activité et transportées et séquestrées conformément aux règles de droit du Canada ou de la province qui réglemente ces activités ou à celles des États-Unis ou d'un de ses États lorsque ces activités y sont réglementées.

(6) Il est entendu que, lorsque le paragraphe (1) Application s'applique à l'égard d'un groupe pour une période pour une année donnée au cours de l'année civile, cette période a valeur d'une année civile complète.

ENREGISTREMENT

4. (1) La personne responsable d'un groupe en- Enregistrement registre ce dernier en transmettant au ministre un rapport d'enregistrement comportant les renseignements énumérés à l'annexe 1, dans le délai

- a) s'il s'agit d'un groupe existant ou d'un groupe en fin de vie utile, au plus tard le 1er février 2013;
- b) s'il s'agit d'un groupe nouveau, au plus tard trente jours après sa date de mise en service.
- (2) Sur réception du rapport d'enregistrement, le Numéro ministre assigne un numéro d'enregistrement au groupe et en informe la personne responsable.

d'enregistrement

(3) En cas de modification des renseignements Modification fournis dans le rapport d'enregistrement, la per- des sonne responsable transmet au ministre un avis indiquant les nouveaux renseignements dans les trente jours qui suivent.

renseignements

SUBSTITUTION DE GROUPES ET APPLICATION DIFFÉRÉE

5. (1) Pour l'application du paragraphe 3(1), la Application personne responsable d'un groupe qui atteint la fin de sa vie utile au cours d'une année civile peut, sur phé 3(1) - substitution présentation d'une demande au ministre, être autorisée à substituer au groupe en cause un autre

du paragrasubstitution de section as the "substituted unit") substituted for the original unit if the following conditions are satisfied:

- (a) the substituted unit is an existing unit;
- (b) the original unit and the substituted unit have a common owner who has an ownership interest of 50% or more in each of those two units;
- (c) those two units are located in the same province: and
- (d) the production capacity of the substituted unit, during the calendar year preceding the calendar year in which the application is made, was equal to or greater than the production capacity of the original unit during that preceding calendar year.

Period of application

- (2) The application must be made
- (a) if the original unit reaches the end of its useful life during a calendar year before 2015, in the period that begins on January 1, 2014 and that ends on May 31, 2014; and
- (b) if the original unit reaches the end of its useful life during a calendar year after 2014, in the period that begins on January 1 and that ends on May 31 of that calendar year.

Content of application

(3) The application must include the registration number of the original unit and of the substituted unit and information, with supporting documentation, to demonstrate that the conditions of paragraphs (1)(b) to (d) are satisfied.

Granting of substitution

- (4) The Minister must, within 30 days after receiving the application, grant the substitution if the following conditions are satisfied:
 - (a) the substituted unit is not a shut-down unit referred to in subsection 6(4);
 - (b) the substituted unit is not involved in an exemption granted under subsection 14(4); and
 - (c) the Minister is satisfied that the conditions of paragraphs (1)(a) to (d) are satisfied.

Effect

- (5) On the granting of the substitution, subsection 3(1) applies in respect of the substituted unit rather than the original unit as of the later of
 - (a) July 1, 2015, and
 - (b) the beginning of the calendar year that follows the calendar year in which the application is made.

Cessation of effect

- (6) The substitution referred to in subsection (5) ceases to have effect, and subsection 3(1) applies in respect of the original unit, as of the earliest of
 - (a) the calendar year that follows the day on which the responsible person for that unit and the substituted unit sends the Minister a notice indicating that they wish the substitution to no longer have an effect,
 - (b) the calendar year that follows the day on which the condition of paragraph (1)(b) is no longer satisfied,

groupe — ci-après le « groupe substitutif » — si les conditions ci-après sont remplies :

- a) le groupe substitutif est un groupe existant;
- b) le propriétaire du groupe en cause détient un titre de participation d'au moins 50 % dans ce groupe et dans le groupe substitutif;
- c) le groupe en cause et le groupe substitutif sont situés dans la même province;
- d) la capacité de production du groupe substitutif, au cours de l'année civile précédant celle où la demande est présentée, est égale ou supérieure à la capacité de production du groupe en cause au cours de la même année civile.

(2) La demande est présentée :

Date de présentation

- a) si le groupe en cause atteint la fin de sa vie utile avant 2015, au plus tôt le 1er janvier 2014 et au plus tard le 31 mai 2014;
- b) si le groupe en cause atteint la fin de sa vie utile au cours d'une année civile suivant l'année 2014, au plus tôt le 1er janvier et au plus tard le 31 mai de cette année civile suivant l'année 2014.

- (3) La demande comporte le numéro d'enregis- Demande trement du groupe substitutif et du groupe en cause ainsi que les renseignements établissant, documents à l'appui, que les conditions visées aux alinéas (1)b) à d) sont remplies.
- (4) Le ministre autorise la substitution, dans les Autorisation trente jours suivant la réception de la demande, si les conditions ci-après sont remplies :
 - a) le groupe substitutif n'est pas un groupe mis en arrêt aux termes du paragraphe 6(4);
 - b) le groupe substitutif n'entre pas en jeu dans une exemption accordée conformément au paragraphe 14(4);
 - c) il est convaincu que les conditions visées aux alinéas (1)a) à d) sont remplies.
- (5) L'autorisation de la substitution entraîne l'ap- Effet plication du paragraphe 3(1) à l'égard du groupe substitutif au lieu du groupe en cause visé au paragraphe (1) à compter de la plus éloignée des dates suivantes:

a) le 1^{er} juillet 2015;

- b) la date qui marque le début de l'année civile suivant celle où la demande est présentée.
- (6) La substitution prend fin à la plus rapprochée Cessation des années civiles ci-après et le paragraphe 3(1) s'applique alors à l'égard du groupe en cause visé au paragraphe (1):

a) l'année civile qui suit la date à laquelle la personne responsable transmet un avis au ministre indiquant qu'elle ne souhaite plus se prévaloir de l'autorisation visée au paragraphe (4);

b) l'année civile qui suit la date à laquelle la condition visée à l'alinéa (1)b) n'est plus remplie;

d'effet

- (c) the calendar year that follows a calendar year during which the production capacity of the original unit was more than the production capacity of the substituted unit referred to in paragraph (1)(d),
- (d) the calendar year that follows the end of the useful life of the substituted unit, and
- (e) a calendar year during which electricity is produced by the substituted unit by means of thermal energy using fossil fuel other than coal, and not in conjunction with coal.

Deferral of application of subsection 3(1)

6. (1) A responsible person for an existing unit that ceases to produce electricity after June 30, 2015 (referred to in this section as the "shut-down unit") may apply to the Minister to have the application of subsection 3(1) deferred in respect of another unit or units (referred to in this section as the "deferred units") for the number of years in the period that begins on January 1 of the calendar year that follows that cessation and that ends on December 31 of the calendar year in which the useful life of the shut-down unit ends. If the application is granted, the application of subsection 3(1) is, in respect of each calendar year in that period, deferred for the deferred unit and the calendar year that begins after the end of that deferred unit's useful life that the responsible person specifies in their application.

Conditions of application for

- (2) The application may be made only if the following conditions are satisfied:
 - (a) the shut-down unit and each of the specified deferred units have a common owner who has an ownership interest of 50% or more in the shutdown unit and in each of those specified deferred
 - (b) the shut-down unit and each of those specified deferred units are located in the same province; and
 - (c) the production capacity of the shut-down unit, during the calendar year preceding the day on which it ceased production, was greater than or equal to the production capacity of each of those specified deferred units during the calendar year preceding the day on which the application was made.

Content of application

- (3) The application must be made on or before May 31 of the calendar year preceding the earliest of the specified calendar years referred to in subsection (1) and must
 - (a) indicate the calendar years included in the period referred to in subsection (1);
 - (b) specify the deferred unit referred to in subsection (1) in respect of each of the calendar years referred to in paragraph (a);
 - (c) for each of those specified deferred units in respect of each of those calendar years, specify the calendar year that begins after the end of the useful life of the unit for which the application of subsection 3(1) is to be deferred;

- c) l'année civile qui suit celle au cours de laquelle la capacité de production du groupe en cause est supérieure à celle du groupe substitutif visé à l'alinéa (1)d);
- d) l'année civile qui suit la fin de la vie utile du groupe substitutif;
- e) l'année civile au cours de laquelle le groupe substitutif a produit de l'électricité thermique par suite de la combustion de combustibles fossiles autres que le charbon ou un mélange de charbon et d'autres combustibles.
- 6. (1) La personne responsable d'un groupe exis- Application tant qui cesse de produire de l'électricité après le 30 juin 2015 — ci-après « groupe mis en arrêt » peut, sur présentation d'une demande au ministre, être autorisée à se prévaloir d'une application différée du paragraphe 3(1) à l'égard d'un ou de plusieurs groupes — ci-après « groupes bénéficiaires » — pour le nombre d'années civiles comprises dans la période qui commence le 1er janvier de l'année civile suivant celle au cours de laquelle le groupe existant cesse de produire de l'électricité et se termine le 31 décembre de l'année civile au cours de laquelle ce groupe atteint la fin de sa vie utile. Si elle est autorisée, pour chaque année civile comprise dans cette période, l'application du paragraphe 3(1) est différée, selon ce qui est précisé dans la demande, à l'égard du groupe bénéficiaire précisé et au cours de l'année civile précisée qui suit la fin de la vie utile de ce groupe.

(2) La demande ne peut être présentée que si les Conditions de la demande

conditions ci-après sont remplies : a) le propriétaire du groupe mis en arrêt détient un titre de participation d'au moins 50 % dans ce groupe et dans chaque groupe bénéficiaire

b) le groupe mis en arrêt et chaque groupe bénéficiaire précisé sont situés dans la même province;

précisé;

c) la capacité de production de chaque groupe bénéficiaire précisé, au cours de l'année civile précédant celle où la demande est présentée, est égale ou inférieure à celle du groupe mis en arrêt au cours de l'année civile précédant la date où ce groupe cesse de produire de l'électricité.

différée du

paragraphe 3(1)

- (3) La demande est présentée au plus tard le Demande 31 mai de l'année civile précédant la plus rapprochée des années civiles qui y sont précisées et comporte les renseignements suivants :
 - a) chaque année civile comprise dans la période visée au paragraphe (1);
 - b) pour chacune des années civiles visées à l'alinéa a), le groupe bénéficiaire en cause;
 - c) pour chaque groupe bénéficiaire en cause et à l'égard de chacune de ces années civiles, l'année civile qui suit la fin de la vie utile de ce groupe bénéficiaire et pour laquelle l'application différée du paragraphe 3(1) est demandée;

1960

- (d) indicate the registration number of the shutdown unit and of each of the specified deferred
- (e) include information, with supporting documentation, to demonstrate that the conditions of paragraphs (2)(a) to (c) are satisfied.

Granting of deferral

- (4) The Minister must, within 30 days after receiving the application, grant the deferral if the following conditions are satisfied:
 - (a) the shut-down unit is not a substituted unit referred to in subsection 5(5);
 - (b) no deferred unit is a unit that is involved in a temporary exemption granted under subsection 9(3); and
 - (c) the Minister is satisfied that the conditions of paragraphs (2)(a) to (c) are satisfied;

No recommencement of shut-down unit

(5) It is prohibited for any person to cause the shut-down unit to recommence producing electricity after the application of subsection 3(1) is deferred in respect of a specified deferred unit.

Changes to deferred units

- (6) The responsible person referred to in subsection (1) may change the specified deferred unit in respect of a specified calendar year referred to in paragraph (3)(c) by sending a notice to the Minister if that specified calendar year is not one for which the application of subsection 3(1) has been deferred. The notice must include
 - (a) the registration number of the proposed new specified deferred unit;
 - (b) the calendar year that begins after the end of the useful life of the proposed new specified deferred unit for which the application of subsection 3(1) is to be deferred; and
 - (c) information, with supporting documentation, to demonstrate that the conditions of paragraphs (2)(a) and (b) are satisfied in respect of the proposed new specified deferred unit and the condition of paragraph (2)(c) is satisfied in respect of each specified deferred unit, including the proposed new specified deferred unit, during the calendar year preceding the day on which the notification is sent.

Allowance of changes

(7) The Minister must, within 30 days after receiving the notification, allow the change if the Minister is satisfied that the demonstration referred to in subsection (6) has been made.

Cessation of effect

- (8) Despite subsection (1), the deferral ceases to have effect and subsection 3(1) applies in respect of the specified deferred units as of the earliest of
 - (a) the calendar year that follows the calendar year in which the application is made, if a shutdown unit referred to in subsection (1) has not ceased to produce electricity by January 1 of that following calendar year,
 - (b) any calendar year in which a shut-down unit referred to in subsection (1) recommences to produce electricity,

- d) le numéro d'enregistrement de chaque groupe bénéficiaire et du groupe mis en arrêt;
- e) ceux établissant, documents à l'appui, que les conditions visées aux alinéas (2)a à c sont remplies.

(4) Le ministre autorise l'application différée, Autorisation dans les trente jours suivant la réception de la demande, si les conditions ci-après sont remplies :

- a) le groupe mis en arrêt n'est pas un groupe substitutif aux termes du paragraphe 5(5);
- b) aucun groupe bénéficiaire n'entre en jeu dans une exemption accordée conformément au paragraphe 9(3);
- c) il est convaincu que les conditions prévues aux alinéas (2)a) à c) sont remplies.
- (5) Dès lors que l'application différée du para- Groupe mis graphe 3(1) est appliquée à l'égard d'un groupe bénéficiaire précisé, il est interdit de recommencer à produire de l'électricité à partir du groupe mis en

en arrêt définitivement

(6) La personne responsable qui souhaite rem- Modifications placer le groupe bénéficiaire précisé dans sa demande, à l'égard de toute année civile visée à l'alinéa (3)c) qui n'en est pas une au cours de laquelle

seignements suivants: a) le numéro d'enregistrement du groupe bénéficiaire de remplacement;

ce groupe a bénéficié de l'application différée,

transmet un avis au ministre qui comporte les ren-

- b) l'année civile qui suit la fin de la vie utile de ce groupe bénéficiaire de remplacement et pour laquelle l'application du paragraphe 3(1) sera différée;
- c) les renseignements établissant, documents à l'appui, que les conditions des alinéas (2)a) et b) à l'égard de ce groupe sont remplies et que celle de l'alinéa 2c) à l'égard de chacun des groupes bénéficiaires précisés dans la demande, y compris le groupe bénéficiaire de remplacement, est remplie à l'égard de l'année civile précédant la date où l'avis est transmis.
- (7) Le ministre autorise le remplacement, dans Autorisation les trente jours suivant la réception de l'avis, s'il est convaincu que les renseignements fournis établissent que les conditions prévues au paragraphe (6) sont remplies.

(8) Malgré le paragraphe (1), l'application diffé- Cessation rée prend fin à la plus rapprochée des années civiles ci-après et le paragraphe 3(1) s'applique alors à l'égard de tout groupe bénéficiaire précisé :

- a) l'année civile qui suit celle où la demande est présentée, si le groupe mis en arrêt visé au paragraphe (1) continue de produire de l'électricité le 1^{er} janvier de cette année civile;
- b) l'année civile au cours de laquelle tout groupe mis en arrêt aux termes du paragraphe (1) recommence à produire de l'électricité;

- (c) the calendar year that follows the day on which the Minister receives a notice from the responsible person for the shut-down unit and the deferred units indicating that they wish the deferral to no longer have an effect,
- (d) the calendar year that follows the day on which the condition of paragraph (2)(a) is no longer satisfied, and
- (e) the calendar year that follows a specified calendar year referred to in paragraph (3)(c) in which the specified deferred unit referred to in that paragraph had a production capacity greater than the production capacity of the shut-down unit during the calendar year preceding the day on which it ceased production.

EMERGENCY CIRCUMSTANCES

Conditions for application

- 7. (1) A responsible person for a unit may, under emergency circumstances described in subsection (2), apply to the Minister for an exemption from the application of subsection 3(1) in respect of the unit if the following conditions are satisfied:
 - (a) as a result of the emergency circumstances, there is a disruption, or a significant risk of disruption, to the electricity supply in the province where the unit is located; and
 - (b) the operation of the unit will end, decrease the risk of, or mitigate the consequences of, the disruption.

Criteria of emergency circumstances

- (2) An emergency circumstance is a circumstance
- (a) that arises due to an extraordinary, unforeseen and irresistible event; or
- (b) under which one or more of the measures referred to in paragraph 1(a) of the Regulations Prescribing Circumstances for Granting Waivers Pursuant to Section 147 of the Act has been made or issued in the province where the unit is located.

Application

(3) The responsible person must, within 15 days after the emergency circumstance arises, provide the Minister with their application. The application must include the unit's registration number, the date on which the emergency circumstance arose and information, with supporting documentation, to demonstrate that the conditions of paragraphs (1)(a)and (b) are satisfied.

Granting of exemption

(4) The Minister must, within 30 days after receiving the application, grant the exemption if the Minister is satisfied that the conditions of paragraphs (1)(a) and (b) are satisfied.

Period of exemption

- (5) The exemption has effect as of the day on which the emergency circumstance arose and ceases to have effect on the earliest of
 - (a) the day that is 90 days after that day,
 - (b) the day specified by the Minister, and

- c) l'année civile qui suit la date de la réception par le ministre d'un avis de la personne responsable indiquant qu'elle ne souhaite plus se prévaloir de l'autorisation prévue au paragraphe (4);
- d) l'année civile qui suit la date à laquelle la condition prévue à l'alinéa (2)a) n'est plus
- e) l'année civile qui suit une année civile visée à l'alinéa (3)c) et au cours de laquelle tout groupe bénéficiaire visé à cet alinéa a eu une capacité de production supérieure à celle du groupe mis en arrêt au cours de l'année civile précédant la date où ce groupe cesse de produire de l'électricité.

SITUATIONS D'URGENCE

7. (1) La personne responsable d'un groupe peut, Conditions de dans une situation d'urgence visée au paragraphe (2), présenter au ministre une demande d'exemption de l'application du paragraphe 3(1) à l'égard de ce groupe si les conditions ci-après sont

la demande

- a) la situation d'urgence entraîne une interruption ou un risque important d'interruption de l'approvisionnement en électricité dans la province où ce groupe est situé;
- b) l'exploitation du groupe permettra de réduire le risque d'une telle interruption ou d'en atténuer les conséquences ou de rétablir l'approvisionnement en électricité, selon le cas.
- (2) Une situation d'urgence résulte de l'une ou Définition de l'autre des circonstances suivantes :

situation d'urgence »

- a) un cas de force majeure;
- b) une circonstance dans laquelle l'une ou l'autre des mesures visées à l'alinéa 1a) du Règlement prévoyant les circonstances donnant ouverture à une exemption en vertu de l'article 147 de la Loi a été prise au préalable dans la province où le groupe est situé.

(3) La personne responsable présente au minis- Demande tre, dans les quinze jours suivant la survenance de la situation d'urgence, la demande d'exemption comportant le numéro d'enregistrement du groupe en cause, la date à laquelle la situation d'urgence est survenue ainsi que les renseignements établissant, documents à l'appui, que les conditions prévues aux alinéas (1)a) et b) sont réunies.

(4) S'il est convaincu que les conditions visées Décision du aux alinéas (1)a) et b) sont réunies, le ministre accorde l'exemption dans les trente jours suivant la réception de la demande.

ministre

(5) L'exemption est valide à compter de la date à Durée de laquelle la situation d'urgence est survenue jusqu'à l'exemption la plus rapprochée des dates suivantes :

- a) le quatre-vingt-dixième jour suivant cette date;
- b) la date fixée par le ministre;

- (c) the earlier of
 - (i) the day on which the event referred to in paragraph (2)(a) ceases to cause a disruption, or a significant risk of disruption, to the electricity supply in the province where the unit is located, and
 - (ii) the day on which the measure, if any, referred to in paragraph (2)(b) ceases to be in

Extension

8. (1) If paragraphs 7(1)(a) and (b) will continue to apply on and after the day on which an exemption granted under subsection 7(4) is to cease to have effect, the responsible person may, before that day, apply to the Minister for an extension of the exemption.

Application

- (2) The application must include the unit's registration number and information, with supporting documentation, to demonstrate that
 - (a) paragraphs 7(1)(a) and (b) will continue to apply after the day on which the exemption is to cease to have effect; and
 - (b) steps other than the operation of the unit during the period of the exemption — have been, and are being, taken to end, decrease the risk of, or mitigate the consequences of, the disruption.

Granting of extension

(3) The Minister must, within 15 days after receiving the application, grant the extension if the Minister is satisfied that paragraphs (2)(a) and (b)have been demonstrated.

Duration

- (4) The extension ceases to have effect on the earliest of
 - (a) the day that is 90 days after the day on which the application for the extension was made,
 - (b) the day specified by the Minister, and
 - (c) the day referred to in paragraph 7(5)(c).

CARBON CAPTURE AND STORAGE

Temporary Exemption — System to be Constructed

Application

- 9. (1) A responsible person for a new unit or an old unit may apply to the Minister for a temporary exemption from the application of subsection 3(1) in respect of the unit if
 - (a) in the case of a new unit, the unit is designed to permit its integration with a carbon capture and storage system; and
 - (b) in the case of an old unit, the unit may be retrofitted to permit its integration with a carbon capture and storage system.

Granting and content of application

- (2) The application must indicate the unit's registration number and include the following supporting documents and information:
 - (a) a declaration that includes statements indicating that
 - (i) based on the economic feasibility study referred to in paragraph (b), the unit, when

- c) celle des dates ci-après qui est antérieure à l'autre:
 - (i) la date à laquelle la circonstance visée à l'alinéa (2)a) cesse d'entraîner l'interruption, ou un risque important d'interruption, de l'approvisionnement en électricité dans la province où ce groupe est situé,
 - (ii) la date à laquelle la mesure visée à l'alinéa (2)b) cesse de s'appliquer.

8. (1) Si les conditions prévues aux ali- Demande de néas 7(1)a) et b) persistent au-delà de la durée de prolongation l'exemption accordée au titre du paragraphe 7(4), la personne responsable peut, avant l'expiration de l'exemption, présenter au ministre une demande de prolongation de celle-ci.

(2) La demande comporte le numéro d'enregis- Demande de trement du groupe en cause ainsi que les rensei- prolongation gnements établissant, documents à l'appui :

- a) d'une part, que les alinéas 7(1)a) et b) continueront de s'appliquer après l'expiration de l'exemption accordée au titre du paragraphe 7(4);
- b) d'autre part, que des mesures autres que l'exploitation du groupe pendant la durée de l'exemption — ont été prises et sont en voie d'être prises, afin de réduire le risque de l'interruption ou d'en atténuer les conséquences ou de rétablir l'approvisionnement en électricité, selon
- (3) S'il est convaincu que les éléments visés aux Décision du alinéas (2)a) et b) sont établis, le ministre autorise ministre la prolongation de l'exemption dans les quinze jours suivant la réception de la demande.

(4) La prolongation est valide jusqu'à la plus Durée de la rapprochée des dates suivantes :

prolongation

- a) le quatre-vingt-dixième jour suivant la date à laquelle la demande a été présentée;
- b) la date fixée par le ministre;
- c) la date visée à l'alinéa 7(5)c).

CAPTAGE ET SÉQUESTRATION DE CARBONE

Exemption temporaire — système à construire

- 9. (1) La personne responsable d'un groupe nou- Demande veau ou d'un groupe en fin de vie utile peut présenter au ministre une demande d'exemption temporaire de l'application du paragraphe 3(1) à l'égard du groupe en cause si :
 - a) s'agissant d'un groupe nouveau, celui-ci est conçu pour permettre l'intégration d'un système de captage et de séquestration de carbone;
 - b) s'agissant d'un groupe en fin de vie utile, celui-ci peut être adapté pour permettre l'intégration d'un tel système.
- (2) La demande comporte le numéro d'enregis- Demande et trement du groupe en cause ainsi que les rensei- autorisation gnements et documents à l'appui suivants :

- a) une déclaration comportant les éléments
 - (i) une mention portant qu'à la connaissance de la personne responsable et selon ce qu'elle

suivants:

- operating with an integrated carbon capture and storage system is, to the best of the responsible person's knowledge and belief, economically viable, and
- (ii) based on the technical feasibility study referred to in paragraph (c) and the implementation plan referred to in paragraph (e), the responsible person expects to satisfy the requirements set out in section 10 and, as a result, to be in compliance with subsection 3(1) by January 1, 2025;
- (b) an economic feasibility study that demonstrates the economic viability of the unit when it operates with an integrated carbon capture and storage system and that
 - (i) provides project cost estimates, with their margin of error, for the construction of the integrated carbon capture and storage system, and
 - (ii) identifies the source of financing for that construction;
- (c) a technical feasibility study that establishes based on information referred to in Schedule 2 related to the capture, transportation and storage elements of the carbon capture and storage system that there are no insurmountable technical barriers to carrying out the following activities:
 - (i) capturing a sufficient volume of CO₂ emissions from the combustion of fossil fuels in the unit to enable the responsible person to comply with subsection 3(1),
 - (ii) transporting the captured CO_2 emissions to suitable geological sites for storage, and
 - (iii) storing the captured CO₂ emissions in those suitable geological sites;
- (d) a description of any work that has been done to satisfy the requirements set out in section 10, along with the information referred to in Schedule 3 with respect to that work; and
- (e) an implementation plan that provides a description of the work to be done, with a schedule for the steps necessary to achieve the following objectives:
 - (i) satisfaction of the requirements set out in section 10, and
 - (ii) compliance of the responsible person with subsection 3(1) by January 1, 2025 when the unit is operating with an integrated carbon capture and storage system that captures CO_2 emissions from the combustion of fossil fuels in the unit in accordance with the laws of Canada or a province that regulate that capture and that transports and stores those emissions in accordance with the laws of Canada or a province, or of the United States or one of its states, that regulate that transportation or storage, as the case may be.

- tient pour véridique l'étude de faisabilité visée à l'alinéa b) démontre la viabilité économique du groupe une fois intégré le système de captage et de séquestration de carbone,
- (ii) une mention portant que, selon l'étude de faisabilité visée à l'alinéa c) et le plan de mise en œuvre visé à l'alinéa e), elle prévoit respecter les exigences prévues à l'article 10 afin de se conformer au paragraphe 3(1) au plus tard le 1^{er} janvier 2025;
- b) une étude de faisabilité démontrant la viabilité économique du groupe une fois intégré le système de captage et de séquestration de carbone et comportant les éléments suivants :
 - (i) une estimation des coûts du projet de construction du système de captage et de séquestration de carbone intégré au groupe, y compris la marge d'erreur applicable à cette estimation,
 - (ii) les sources de financement;
- c) une étude de faisabilité technique démontrant, d'après les renseignements énumérés à l'annexe 2 portant sur les éléments de captage, de transport et de séquestration du système de captage et de séquestration de carbone, qu'aucun obstacle technique insurmontable n'empêche la réalisation des activités suivantes :
 - (i) capter un volume suffisant d'émissions de CO_2 provenant de la combustion de combustibles fossiles à partir du groupe pour permettre à la personne responsable de se conformer au paragraphe 3(1),
 - (ii) transporter vers des sites de séquestration géologique adéquats les émissions de CO₂ captées,
 - (iii) séquestrer dans ces sites les émissions de CO₂ captées;
- d) une description des travaux réalisés afin de respecter les exigences prévues à l'article 10, accompagnée des renseignements énumérés à l'annexe 3 qui ont trait à la réalisation de ces travaux;
- e) un plan de mise en œuvre comportant une description des travaux à réaliser, pour permettre d'atteindre les objectifs ci-après, accompagné d'un échéancier des principales étapes de leur réalisation :
 - (i) le respect des exigences prévues à l'article 10.
 - (ii) la conformité de la personne responsable avec le paragraphe 3(1) au plus tard le 1^{er} janvier 2025, ceci une fois intégré le système de captage et de séquestration de carbone qui capte les émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles par le groupe conformément aux règles de droit applicables du Canada ou de la province qui réglemente cette activité et les transporte et séquestre conformément aux règles de droit applicables du Canada ou de la province qui réglemente ces activités ou à celles des États-Unis ou d'un de ses États, lorsque ces activités y sont réglementées.

Granting of temporary exemptioni

- (3) The Minister must, within 120 days after receiving the application, grant the temporary exemp-
 - (a) the application includes the documents referred to in subsection (2); and
 - (b) the information contained in those documents can reasonably be regarded as establishing that
 - (i) the unit, when operating with an integrated carbon capture and storage system, will be economically viable,
 - (ii) the capture, transportation and storage elements of the carbon capture and storage system will be technically feasible,
 - (iii) if applicable, a requirement set out in section 10 has been satisfied by work done before the application was made, and
 - (iv) the responsible person will satisfy the requirements set out in section 10 and, as a result, will be in compliance with subsection 3(1) by January 1, 2025 when the unit is operating with an integrated carbon capture and storage system.

Duration

(4) A temporary exemption, unless revoked under section 13, remains in effect until December 31, 2024.

Requirements

- 10. A responsible person who has been granted a temporary exemption in respect of a unit under subsection 9(3) must satisfy the following requirements:
 - (a) carry out a front end engineering design study is to be carried out by January 1, 2020;
 - (b) purchase any major equipment that is necessary for the capture element is to be purchased by January 1, 2021;
 - (c) enter into any contract required for the transportation and storage of CO₂ emissions from the unit is to be entered into by January 1, 2022;
 - (d) take all necessary steps to obtain all permits or approvals required in relation to the construction of the capture element are to be taken by January 1, 2022; and
 - (e) ensure that the unit, when operating with an integrated carbon capture and storage system, captures CO₂ emissions from the combustion of fossil fuels in the unit in accordance with the laws of Canada or a province that regulate that capture and transports and stores those emissions in accordance with the laws of Canada or a province, or of the United States or one of its states, that regulate that transportation or storage, as the case may be, by January 1, 2024.

Implementation report

11. (1) A responsible person who has been granted a temporary exemption in respect of a unit must, for each calendar year following the granting of the temporary exemption, provide the Minister

- (3) Le ministre autorise l'exemption temporaire Autorisation dans les cent vingt jours suivant la réception de la demande, si les conditions ci-après sont réunies :
 - a) la personne responsable a fourni les documents visés au paragraphe (2);
 - b) les renseignements contenus dans ces documents peuvent raisonnablement être considérés comme établissant :
 - (i) la viabilité économique du groupe une fois intégré le système de captage et de séquestration de carbone,
 - (ii) la faisabilité technique des éléments de captage, de transport et de séquestration du système de captage et de séquestration de
 - (iii) le cas échéant, le respect d'une exigence prévue à l'article 10 à la suite de travaux achevés avant la demande.
 - (iv) la conformité de la personne responsable avec les exigences prévues à l'article 10 afin de se conformer au paragraphe 3(1) au plus tard le 1^{er} janvier 2025, ceci une fois intégré le système de captage et de séquestration de
- (4) L'exemption temporaire est levée le 31 dé- Durée cembre 2024, sauf si elle est antérieurement révoquée conformément à l'article 13.

d'un groupe, aux termes du paragraphe 9(3) doit :

10. La personne responsable qui est titulaire Exigences d'une exemption temporaire accordée, à l'égard rattachées à

1'exemption

- a) réaliser une étude d'ingénierie d'avant-projet détaillé, au plus tard le 1^{er} janvier 2020;
- b) acheter tous les équipements majeurs nécessaires pour l'élément de captage, au plus tard le 1^{er} janvier 2021;
- c) conclure tout contrat nécessaire au transport et à la séquestration des émissions de CO₂ provenant du groupe, au plus tard le 1er janvier 2022;
- d) prendre toutes les dispositions nécessaires afin d'obtenir les permis ou autorisations préalables à la construction de l'élément de captage, au plus tard le 1er janvier 2022;
- e) veiller à ce que le système de captage et de séquestration de carbone intégré au groupe capte les émissions de CO₂ provenant de la combustion des combustibles fossiles par le groupe conformément aux règles de droit applicables du Canada ou de la province qui réglemente cette activité et les transporte et les séquestre conformément aux règles de droit applicables du Canada ou de la province qui réglemente ces activités ou à celles des États-Unis ou d'un de ses États, lorsque ces activités y sont réglementées, au plus tard le 1^{er} janvier 2024.
- 11. (1) La personne responsable qui est titulaire Rapport de d'une exemption temporaire à l'égard d'un groupe fournit au ministre, pour chaque année civile suivant celle où l'exemption a été accordée, un rapport

mise en œuvre

with an implementation report that indicates the unit's registration number and includes supporting documents that contain the following information:

- (a) the steps taken during that year to construct the capture, transportation and storage elements of the carbon capture and storage system and to integrate those elements with the unit;
- (b) any requirement set out in section 10 that was satisfied during that year, along with the information and documents referred to in Schedule 3;
- (c) a description of the manner in which those steps were carried out or those requirements were satisfied;
- (d) any changes, with respect to the information most recently provided to the Minister, to the proposed engineering design for the capture element, to the preferred transportation methods or routes or to the preferred storage sites, for the carbon capture and storage system; and
- (e) a description of any steps necessary, with a schedule for those steps, to achieve the following objectives:
 - (i) the satisfaction of any requirements set out in section 10 that remain to be satisfied, and
 - (ii) the compliance of the responsible person with subsection 3(1) by January 1, 2025 when the unit is operating with an integrated carbon capture and storage system that captures CO2 emissions from the combustion of fossil fuels in the unit in accordance with laws of Canada or a province that regulate that capture and transports and stores those emissions in accordance with laws of Canada or a province, or of the United States or one of its states, that regulate, as the case may be, that transportation or storage.

Due date

(2) The implementation report must be provided by March 31 of the calendar year that follows the calendar year in question.

Updated information

- 12. If any event occurs or any circumstance arises that may prejudice the ability of the responsible person to achieve an objective referred to in paragraph 11(1)(e), the responsible person must send to the Minister, without delay, a notice that indicates the unit's registration number and contains the following information:
 - (a) a description of the event or circumstance and the nature of the prejudice;
 - (b) an explanation of how the prejudice is to be overcome in order to ensure that the objective will be achieved; and
 - (c) in relation to that explanation, an update to any information previously provided to the Minister under paragraphs 11(1)(c) to (e), together with any necessary supporting documents.

de mise en œuvre comportant le numéro d'enregistrement de ce groupe ainsi que les renseignements ci-après, documents à l'appui :

- a) une mention des étapes de la construction des éléments de capture, de transport et de séquestration du système de captage et de séquestration de carbone et de leur intégration au groupe, réalisées au cours de l'année en cause;
- b) une mention des exigences prévues à l'article 10 qui ont été respectées au cours de cette année, accompagnée des renseignements ou documents énumérés à l'annexe 3;
- c) une description des mesures prises pour réaliser ces étapes et de celles prises pour respecter ces exigences;
- d) toute modification apportée aux renseignements fournis préalablement au ministre à l'égard de la conception technique proposée pour l'élément de captage, des méthodes ou des routes privilégiées pour le transport ou des sites de séquestration privilégiés du système de captage et de séquestration de carbone;
- e) une description des mesures à prendre, pour permettre d'atteindre les objectifs ci-après, accompagné d'un échéancier :
 - (i) le respect des exigences visées à l'article 10 qui n'ont pas encore été respectées,
 - (ii) la conformité de la personne responsable avec le paragraphe 3(1) au plus tard le 1^{er} janvier 2025 une fois intégré au groupele système de captage et de séquestration de carbone qui capte les émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles par le groupe conformément aux règles de droit applicables du Canada ou de la province qui réglemente cette activité et les transporte et séquestre conformément aux règles de droit applicables du Canada ou de la province qui réglemente ces activités ou à celles des États-Unis ou d'un de ses États, lorsque ces activités y sont réglementées.
- (2) Le rapport de mise en œuvre est fourni au Date de ministre au plus tard le 31 mars de l'année civile présentation suivant l'année civile en cause.

- 12. En cas de circonstance ou d'événement pou- Mise à jour des vant limiter la capacité de la personne responsable renseignements d'atteindre les objectifs visés à l'alinéa 11(1)e), la personne responsable transmet au ministre, sans délai, un avis comportant le numéro d'enregistrement du groupe en cause ainsi que les renseignements suivants:
 - a) une description de la circonstance ou de l'événement en question et la nature de la limitation;
 - b) une explication des solutions envisagées qui permettront d'atteindre ces objectifs;
 - c) à l'égard de cette explication, une mise à jour des renseignements visés aux alinéas 11(1)c) à e) qui ont été fournis au ministre, documents à l'appui.

Revocation non-satisfaction or misleading information

- 13. (1) The Minister must revoke a temporary exemption granted under subsection 9(3) if
 - (a) the responsible person does not satisfy a requirement set out in section 10; or
 - (b) any information indicated or contained in the application for the temporary exemption, in an implementation report referred to in section 11 or in a notice referred to in section 12 is false or misleading.

Revocation implementation report or reasonable grounds

- (2) The Minister may revoke the temporary exemption if
 - (a) the responsible person has not provided an implementation report in accordance with section 11;
 - (b) there are reasonable grounds for the Minister to believe that the carbon capture and storage system will not operate so as to capture, transport and store CO₂ emissions as described in paragraph 10(e) by the date referred to in that paragraph; or
 - (c) there are reasonable grounds for the Minister to believe that the responsible person will not emit CO₂ from the combustion of fossil fuels in the unit in accordance with subsection 3(1) by January 1, 2025.

Reasons and representations

- (3) The Minister must not revoke the temporary exemption under subsection (1) or (2) unless the Minister has provided the responsible person with
 - (a) written reasons for the proposed revocation;
 - (b) an opportunity to be heard, by written representation, in respect of the proposed revocation.

Twenty-four Month Exemption — Existing Unit with System

Exemption

- 14. (1) A responsible person for an old unit may, on application made to the Minister, be exempted from the application of subsection 3(1) in respect of the old unit for a period of 24 consecutive months that begins on January 1 of the calendar year that follows the calendar year in which the application is made if the following conditions are satisfied:
 - (a) an existing unit and the old unit have a common owner who has a ownership interest of 50% or more in each of those two units;
 - (b) the production capacity of the existing unit, during the calendar year preceding the calendar year in which the application is made, was equal to or greater than the production capacity of the old unit during that preceding calendar year;
 - (c) the existing unit and the old unit are located in the same province;
 - (d) the quantity of CO₂ emissions from the combustion of fossil fuels in the existing unit are determined in an accordance with a system or method referred to in subsection 20(1);

13. (1) Le ministre révoque l'exemption tempo- Révocation raire accordée conformément au paragraphe 9(3) dans les cas suivants :

a) la personne responsable ne respecte pas l'une trompeurs ou l'autre des exigences prévues à l'article 10;

b) certains renseignements fournis lors de la demande ou dans le rapport de mise en œuvre visé à l'article 11 ou dans l'avis visé à l'article 12, sont faux ou trompeurs.

(2) Le ministre peut révoquer l'exemption tem- Révocation poraire dans les cas suivants :

a) la personne responsable n'a pas fourni le rapport de mise en œuvre conformément à l'arti-raisonnables cle 11;

b) le ministre a des motifs raisonnables de croire que le système de captage et de séquestration de carbone ne sera pas en mesure de capter, de transporter et de séquestrer les émissions de CO₂ provenant du groupe en cause conformément à l'alinéa 10e) dans le délai qui y est prévu;

- c) le ministre a des motifs raisonnables de croire que la personne responsable ne sera pas en mesure, au 1^{er} janvier 2025, de respecter la limite d'intensité des émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles par le groupe conformément au paragraphe 3(1).
- (3) Le ministre ne peut révoquer l'exemption Avis préalable temporaire au titre des paragraphes (1) ou (2) que s'il prend les mesures suivantes :
 - a) il avise au préalable par écrit la personne responsable des motifs de la révocation projetée;
 - b) il lui donne la possibilité de présenter des observations par écrit à cet égard.

Exemption de vingt-quatre mois — groupe existant avec système construit

14. (1) La personne responsable d'un groupe en Exemption fin de vie utile peut être exemptée, sur demande présentée au ministre, de l'application du paragraphe 3(1) à l'égard de ce groupe pour une période de vingt-quatre mois consécutifs débutant le 1er janvier de l'année civile suivant celle où la demande a été présentée si les conditions ci-après sont réunies :

a) le propriétaire du groupe en cause détient un titre de participation d'au moins 50 % dans ce groupe et dans un groupe existant;

- b) la capacité de production du groupe existant, au cours de l'année civile précédant celle où la demande est présentée, est égale ou supérieure à celle du groupe en fin de vie utile au cours de la même année civile;
- c) le groupe en fin de vie utile et le groupe existant sont situés dans la même province;
- d) la quantité des émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles par le groupe existant est déterminé selon un système ou une méthode visés au paragraphe 20(1);

d'exigences ou renseignements

rapport non

et observations

- (e) the quantity of CO₂ emissions from the combustion of fossil fuels in the existing unit that are captured, transported and stored is determined using a direct measure of the flow of, and the concentration of CO2 in, the emissions from that combustion of fuel;
- (f) the emissions referred to in paragraph (e) are captured in accordance with the laws of Canada or a province that regulate that capture and are transported and stored in accordance with the laws of Canada or a province, or of the United States or one of its states, that regulate that transportation or storage, as the case may be;
- (g) the emissions referred to in paragraph (e) are captured, transported and stored for a period of seven consecutive calendar years;
- (h) the emissions referred to in paragraph (e) comprise at least 30% of the quantity of CO₂ emissions produced from the combustion of fossil fuels in the existing unit for each calendar year during that seven-year period; and
- (i) the existing unit does not reach the end of its useful life during that seven-year period.

Application

(2) A responsible person for an old unit must apply for the exemption before September 1 of the calendar year preceding the calendar year for which the exemption is sought.

Contents

- (3) The application must include the registration number of the old unit and of the existing unit and information, with supporting documentation, to demonstrate that
 - (a) the conditions of paragraphs (1)(a) to (f), (h)and (i) are satisfied; and
 - (b) at least 30 consecutive months of the period referred to in paragraph (g) have occurred before the day on which the application is made.

Granting of exemption

- (4) The Minister must, within 30 days after receiving the application, grant the exemption if
 - (a) no exemption referred to in subsection (1) has been previously granted in respect of the old unit;
 - (b) no exemption referred to in subsection (1) that involved the existing unit has been previously granted;
 - (c) the existing unit referred to in subsection (1) is not a substituted unit referred to in subsection 5(5); and
 - (d) the Minister is satisfied that the requirements set out in subsection (3) are satisfied.

Obligation to capture 30% of CO2 emissions

(5) A responsible person who has been exempted under subsection (4) in respect of an existing unit must ensure that the conditions of paragraphs (1)(a)to (f), (h) and (i) are satisfied for the portion of the period referred to in paragraph (1)(g) that remains after the occurrence of the period of consecutive months described in paragraph (3)(b).

- e) la quantité des émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles par le groupe existant qui sont captées, transportées et séquestrées est déterminée à l'aide d'une mesure directe du débit des émissions provenant de cette combustion et de leur concentration en CO₂;
- f) ces émissions sont captées conformément aux règles de droit applicables du Canada ou de la province qui réglemente cette activité et transportées et séquestrées conformément aux règles de droit applicables du Canada ou de la province qui réglemente ces activités ou à celles des États-Unis ou d'un de ses États, lorsque ces activités y sont réglementées;
- g) elles sont également captées, transportées et séquestrées pendant une période de sept années civiles consécutives;
- h) elles représentent en outre au moins 30 % de la quantité des émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles par le groupe existant au cours de chaque année civile comprise dans cette période;
- i) le groupe existant n'atteint pas la fin de sa vie utile au cours de la période en question.
- (2) La personne responsable d'un groupe en fin Demande de vie utile présente la demande d'exemption avant le 1^{er} septembre de l'année civile précédant celle pour laquelle l'exemption est demandée.

(3) La demande comporte le numéro d'enregis- Renseignements trement du groupe en fin de vie utile et du groupe et documents existant ainsi que les renseignements établissant, documents à l'appui :

- a) que les conditions prévues aux alinéas (1)a) à f), h) et i) sont remplies;
- b) qu'au moins trente mois consécutifs au cours de la période visée à l'alinéa g) se sont écoulés avant la date à laquelle la demande est présentée.
- (4) Le ministre accorde l'exemption, dans les Autorisation trente jours suivant la réception de la demande, si les conditions ci-après sont remplies :
 - a) le groupe en fin de vie utile n'a pas précédemment fait l'objet de l'exemption prévue au paragraphe (1);
 - b) le groupe existant n'entre pas en jeu dans une exemption accordée précédemment conformément au paragraphe (1);
 - c) le groupe existant visé au paragraphe (1) n'est pas un groupe substitutif aux termes du paragraphe 5(5);
 - d) il est convaincu que les conditions prévues au paragraphe (3) sont remplies.
- (5) La personne responsable d'un groupe existant Obligation de qui bénéficie d'une exemption au titre du paragra- capter 30 % phe (4) veille à ce que les conditions prévues aux de CO₂ alinéas (1)a) à f), h) et i) soient remplies pour le reste de la période visée à l'alinéa (1)g) une fois écoulée la période de trente mois consécutifs visée à l'alinéa (3)*b*).

des émissions

PART 2

REPORTING, SENDING, RECORDING AND RETENTION OF INFORMATION

Annual report

- 15. For each calendar year, a responsible person for each of the following units must, on or before June 1 that follows that calendar year, send an annual report to the Minister that contains the information set out in Schedule 4:
 - (a) a new unit;
 - (b) an old unit;
 - (c) a substituted unit referred to in subsection 5(5);
 - (d) an existing unit referred to in subsection 14(1), if that calendar year is a calendar year included in the remaining portion of the seven consecutive calendar years referred to in subsection 14(5).

Electronic report, notice and application

16. (1) A report or notice that is required, or an application that is made, under these Regulations must be sent electronically in the form and format specified by the Minister and must bear the electronic signature of an authorized official of the responsible person.

Paper report or notice

(2) If the Minister has not specified an electronic form and format or if it is impractical to send the report, notice or application electronically in accordance with subsection (1) because of circumstances beyond the person's control, the report, notice or application must be sent on paper, signed by an authorized official of the responsible person, and in the form and format specified by the Minister. However, if no form and format have been so specified, it may be in any form and format.

Record-making

- 17. (1) A responsible person for a unit must make a record
 - (a) of any notice referred to in subsection 4(3), 5(6) or 6(6) or section 12 that was sent to the Minister and the information that was contained in it, as well as any supporting documents;
 - (b) of any application referred to in subsection 5(3), 6(3), 7(3), 8(2), 9(2) or 14(3) and the information referred to in the subsection, as well as any supporting documents;
 - (c) of every direct measure of the flow of, and the concentration of CO2 in, emissions referred to in paragraph 14(1)(e), subsection 20(2) and the descriptions of $E_{non-ccs}$ in subsection 21(1) and of E_{ccs} in section 22;
 - (d) of every measurement and calculation used to determine a value of an element of a formula set out in any of sections 19 and 21 to 24;
 - (e) that demonstrates that any meter referred to in section 19 complies with the requirements of the Electricity and Gas Inspection Act and the Electricity and Gas Inspection Regulations, including a certificate referred to in section 14 of that Act;

PARTIE 2

RAPPORTS, TRANSMISSION, CONSIGNATION ET CONSERVATION DES RENSEIGNEMENTS

- 15. Pour chaque année civile, la personne res- Rapport annuel ponsable de l'un ou l'autre des groupes ci-après transmet au ministre un rapport comportant les renseignements énumérés à l'annexe 4 pour l'année civile en cause, au plus tard le 1er juin suivant la fin de cette année :
 - a) un groupe nouveau;
 - b) un groupe en fin de vie utile;
 - c) un groupe substitutif visé au paragraphe 5(5);
 - d) un groupe existant visé au paragraphe 14(1), si l'année civile en cause est comprise dans le reste de la période de sept années civiles consécutives prévue au paragraphe 14(5).
- 16. (1) Les rapports, avis et demandes au minis- Rapports, avis tre prévus par le présent règlement sont transmis et demandes électroniquement en la forme précisée par le ministre et portent la signature électronique de l'agent autorisé de la personne responsable.

électroniques

(2) Si le ministre n'a pas précisé de forme au titre Support papier du paragraphe (1) ou si, en raison de circonstances indépendantes de sa volonté, la personne qui transmet un rapport ou un avis ou qui présente une demande n'est pas en mesure de le faire conformément à ce paragraphe, elle le transmet ou la présente sur support papier, signé par son agent autorisé, en la forme précisée par le ministre, le cas échéant.

17. (1) La personne responsable d'un groupe Conservation verse aux dossiers les renseignements et documents suivants:

a) le cas échéant, une copie de l'avis visé aux

qui a été transmis au ministre et des renseignements qu'il comporte, y compris une copie des documents fournis à l'appui; b) une copie de toute demande visée aux para-

paragraphes 4(3), 5(6) ou 6(6) ou à l'article 12

- graphes 5(3), 6(3), 7(3), 8(2), 9(2) ou 14(3) et des renseignements qu'elle comporte, y compris une copie des documents fournis à l'appui;
- c) les mesures directes du débit et de la concentration en CO2 des émissions visées à l'alinéa 14(1)e) et au paragraphe 20(2), ainsi que celles visées par la variable E_{non scs} au paragraphe 21(1) et la variable E_{scs} à l'article 22;
- d) un relevé des mesures et une description des calculs effectués pour déterminer la valeur de chacune des variables des formules prévues aux articles 19 et 21 à 24;
- e) les renseignements établissant que les compteurs visés à l'article 19 répondent aux exigences

- (f) for each calendar year during which a responsible person used a continuous emission monitoring system referred to in paragraph 20(1)(a), of any document, record or information referred to in section 8 of the Reference Method;
- (g) that demonstrates that the installation, maintenance and calibration of measuring devices referred to in subsection 25(1) was in accordance with that subsection and subsection 25(3) and of every calibration referred to in subsection 25(2);
- (h) of the results of the analysis of every sample collected in accordance with section 27.

When records made

(2) Records referred to in paragraphs (1)(c) to (h)must be made as soon as feasible but not later than 30 days after the information to be recorded becomes available.

Retention of records and reports

18. (1) A responsible person who is required under these Regulations to make a record or send a report or notice must keep the record or a copy of the report or notice, as well as any supporting documents that relate to the information contained in that record or copy, for at least seven years after they make the record or send the report or notice. The record or copy must be kept at the person's principal place of business in Canada or at any other place in Canada where it can be inspected. If the record or copy is kept at any of those other places, the person must provide the Minister with the civic address of that other place.

Change of address

(2) If the civic address referred to in subsection (1) changes, the responsible person must notify the minister in writing within 30 days after the change.

PART 3

QUANTIFICATION RULES

PRODUCTION OF ELECTRICITY

Electricity

19. (1) The quantity of electricity referred to in paragraph 3(2)(a) is to be determined in accordance with the following formula:

$$G_{\text{gross}} - G_{\text{aux}}$$

where

G_{gross} is the gross quantity of electricity that is produced by the unit during the calendar year, expressed in GWh and measured at the electrical terminals of the generators of the unit using meters that comply with the requirements of the Electricity and Gas Inspection Act and the Electricity and Gas Inspection Regulations; and

de la Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz et du Règlement sur l'inspection de l'électricité et du gaz, y compris le certificat visé à l'article 14 de cette loi;

- f) à l'égard de chaque année civile au cours de laquelle la personne responsable utilise un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions visé à l'alinéa 20(1)a), les renseignements et les documents visés à la section 8 de la Méthode de référence;
- g) les renseignements établissant que l'installation, l'entretien et l'étalonnage visés au paragraphe 25(1) sont faits conformément à ce paragraphe et que les instruments de mesure sont conformes au paragraphe 25(3), ainsi que tout étalonnage visé au paragraphe 25(2);
- h) le résultat d'analyse de chaque échantillon prélevé conformément à l'article 27.
- (2) Les renseignements et documents visés aux Consignation alinéas (1)c) à h) sont versés aux dossiers dès que possible, mais au plus tard trente jours après le moment où ils sont accessibles.

18. (1) Toute personne responsable tenue de ver- Conservation ser aux dossiers des renseignements ou documents des ou de transmettre un rapport ou un avis en application du présent règlement doit conserver les renseignements en cause ou la copie du rapport ou de l'avis, ainsi que tout document à l'appui, pendant au moins sept ans après les avoir versés aux dossiers ou, s'agissant des rapports ou avis, les avoir transmis. Les renseignements, les documents et les copies sont conservés à l'établissement principal de la personne au Canada ou en tout autre lieu au Canada où ils peuvent être examinés. Dans ce dernier cas, la personne informe le ministre de l'adresse municipale du lieu.

(2) Le ministre doit être avisé par écrit du Changement changement d'adresse municipale du lieu visé au paragraphe (1) dans les trente jours suivant le changement.

renseignements et des rapports

PARTIE 3

RÈGLES DE QUANTIFICATION

PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

19. (1) La quantité d'électricité visée à l'ali- Quantité néa 3(2)a) est calculée conformément à la formule suivante:

$$G_{brute} - G_{aux}$$

où:

G_{brute} représente la quantité brute d'électricité produite par ce groupe au cours de l'année civile, exprimée en GWh, mesurée aux bornes électriques de tous les générateurs du groupe à l'aide de compteurs qui répondent aux exigences de la Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz et du Règlement sur l'inspection de l'électricité et du gaz;

is the quantity of electricity that is used by the power plant in which the unit is located during the calendar year to operate infrastructure and equipment that is attributed to the unit for electricity generation and for separation, but not for pressurization, of CO₂, expressed in GWh, determined in accordance with an appropriate method of attribution, based on data collected using meters that comply with the requirements of the Electricity and Gas Inspection Act and the Electricity and Gas Inspection Regulations.

Same method of attribution in subsequent years

- (2) Once a method of attribution is used to make the determination referred to in the description of G_{aux} for a calendar year, that method of attribution must be used to make that determination for every subsequent calendar year, unless
 - (a) during a subsequent calendar year, a unit located at the power plant ceases to produce electricity or a new unit is added to those located at the power plant; or
 - (b) during a subsequent calendar year, the operation of any unit located at the power plant is integrated with a carbon capture and storage system.

Change of method of attribution

(3) If paragraph (2)(a) or (b) applies in a subsequent calendar year, the responsible person must, when making the determination referred to in the description of G_{aux} in subsection (1) for that subsequent calendar year, use a method of attribution that is appropriate to the circumstances described in that paragraph. Subsection (2) applies in respect of that appropriate method of attribution and that subsequent calendar year as if they were, respectively, the method of attribution and the calendar year referred to in that subsection.

CO₂ Emissions

Means of Quantification

CEMS or fuel-based methods

- **20.** (1) For the purposes of sections 3 and 15, the quantity of CO₂ emissions from the combustion of fossil fuels in a unit for a calendar year is to be determined
 - (a) by using a continuous emission monitoring system (CEMS) in accordance with section 21;
 - (b) by using a fuel-based method, based on the quantity of carbon in the fossil fuel fed for combustion, in accordance with section 22 and section 23 or 24.

Emissions from coal gasification systems

(2) If a coal gasification system referred to in subsection 3(4) is used to produce fuel for a unit, the quantity of emissions from the unit referred to in subsection (1) must be determined in accordance with paragraph (1)(a). To the extent that the emissions from the coal gasification system are not captured, transported and stored as described in

- la quantité d'électricité, exprimée en GWh, utilisée par la centrale électrique où le groupe est situé pour le fonctionnement de l'infrastructure et de l'équipement, au cours de l'année civile en cause, attribuée à ce groupe pour la production d'électricité et la séparation de CO_2 , sauf la pressurisation de CO_2 , et déterminée selon une méthode d'attribution appropriée, à partir de données fournies à l'aide de compteurs qui répondent aux exigences de la Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz et du Règlement sur l'inspection de l'électricité et du gaz.
- (2) Dès qu'une méthode d'attribution est utilisée Méthode pour déterminer la variable G_{aux} à l'égard d'une d'attribution année civile, elle est utilisée pour les années civiles subséquentes subséquentes, sauf si, au cours d'une de celles-ci :
 - a) un groupe qui se trouve à la centrale électrique cesse de produire de l'électricité ou un groupe nouveau y est ajouté;
 - b) un système de captage et de séquestration de carbone est intégré à un groupe qui se trouve à la centrale électrique.

(3) Dans le cas où l'un des alinéas (2)a) et b) Changement de s'applique au cours d'une année civile subséquente, la personne responsable utilise — pour la détermination de la variable Gaux à l'égard de cette année subséquente — la méthode d'attribution appropriée qui prend en considération le changement visé à l'alinéa en cause. Le paragraphe (2) s'applique à l'égard de cette méthode d'attribution et de cette année subséquente comme si elles étaient, respectivement, la méthode d'attribution et l'année civile visées à ce paragraphe.

ÉMISSIONS DE CO2

Moyens de quantification

- 20. (1) Pour l'application des articles 3 et 15, la Système de quantité des émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles par un groupe trement en au cours d'une année civile donnée est déterminée:
 - a) soit à l'aide d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à l'article 21;
 - b) soit à l'aide d'une méthode fondée sur la quantité de carbone contenue dans le type de combustible fossile utilisé pour alimenter le groupe, précisée aux articles 22 et 23 ou 24.
- (2) Lorsqu'un système de gazéification du char- Émissions bon visé au paragraphe 3(4) est utilisé pour produire du combustible pour un groupe, la quantité des émissions provenant du groupe visé au paragraphe (1) est déterminée conformément à l'alinéa (1)a). Dans la mesure où les émissions provenant de ce système ne sont pas captées, transportées

d'enregiscontinu des émissions ou méthode fondée sur le type de combustible

provenant du système de gazéification

subsection 3(5), that quantity must be determined for the purpose of subsection 3(1) by using a direct measure of the flow of, and the concentration of CO_2 in, those emissions.

Continuous Emissions Monitoring System

Quantification

21. (1) If paragraph 20(1)(a) applies, the quantity of CO_2 emissions referred to in subsection 20(1) is to be determined in accordance with the following formula:

$$E_u - E_{bio} + E_{non-ccs}$$

where

E_u is the quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes, from the unit, "u", during the calendar year from the combustion of fuel, as measured by the CEMS in accordance with sections 7.1 to 7.7 of the Reference Method;

E_{bio} is the quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes, from the combustion of biomass in the unit during the calendar year, determined

- (a) by using a fuel-based method
 - (i) in accordance with paragraph 24(1)(a) or (b), if the unit combusts solid biomass at an average daily rate of less than 3t/day during the given calendar year, and
 - (ii) in accordance with the applicable formula set out in one of paragraphs 23(1)(a) to (c) for the type of biomass combusted, in any other case, or
- (b) by using the method, based on data from the CEMS, described in subsection (2); and

 $E_{\text{non-ccs}}$

is the quantity of CO_2 emissions, expressed in tonnes, from the combustion of fuel in the unit, including those emissions referred to in subsection 3(4), during the calendar year — other than the quantity of those emissions as measured by the CEMS and set out in the description of E_u — that is determined using a direct measure of the flow of, and the concentration of CO_2 in, the emissions from that combustion of fuel but that is not ultimately captured, transported and stored as described in subsection 3(5).

et séquestrées conformément au paragraphe 3(5), leur quantité est calculée, pour l'application du paragraphe 3(1), à l'aide d'une mesure directe de leur débit et de leur concentration en CO₂.

Système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

21. (1) Dans le cas visé à l'alinéa 20(1)a), la Quantification quantité d'émissions de CO_2 visée au paragraphe 20(1) est calculée conformément à la formule suivante :

$$E_g - E_{bio} + E_{non scs}$$

où:

E_g représente la quantité, exprimée en tonnes, des émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles par le groupe « g » au cours de l'année civile en cause, mesurée par le système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément aux sections 7.1 à 7.7 de la Méthode de référence;

E_{bio} la quantité, exprimée en tonnes, des émissions de CO₂ provenant de la combustion de biomasse par le groupe au cours de l'année civile en cause, calculée :

- *a*) soit à l'aide d'une des méthodes de quantification ci-après fondée sur le type de combustible :
 - (i) si la quantité de biomasse solide brûlée est inférieure à un taux quotidien moyen de 3t/jour au cours de l'année civile en cause, celle visée aux alinéas 24(1)a) ou b),
 - (ii) dans les autres cas, celle utilisée conformément à l'une des formules visées aux alinéas 23(1)a) à c) qui s'applique, selon le type de biomasse en cause.
- b) soit à l'aide de la méthode de quantification fondée sur les données provenant du système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, prévue au paragraphe (2);

E_{non scs}

la quantité, exprimée en tonnes, des émissions de CO_2 provenant de la combustion de combustibles par le groupe au cours de l'année civile en cause, y compris les émissions visées au paragraphe 3(4) — à l'exclusion de la quantité représentée par la variable E_g et mesurée par le système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions — qui est déterminée à l'aide d'une mesure directe du débit des émissions provenant de cette combustion et de leur concentration en CO_2 et qui n'est pas captée, transportée et séquestrée conformément au paragraphe 3(5).

Ebio based on CEMS data

(2) For the purpose of determining the value of E_{bio}, the method, based on data from the CEMS, consists of making the following sequence of determinations:

(a) the volume of CO₂ emitted from combustion of fuel in the unit for each hour of production of electricity during the calendar year determined in accordance with the following formula:

$$0.01 \times \%CO_{2w,h} \times Q_{w,h} \times t_h$$

where

%CO_{2w,h} is the average concentration of CO₂ in relation to all gases in the stack emitted from the combustion of fuel in the unit during a given hour, "h", during which the unit produced electricity in the calendar year — or, if applicable, a calculation made in accordance with section 7.4 of the Reference Method of that average concentration of CO2 based on a measurement of the concentration of oxygen (O₂) in those gases in the stack — expressed as a percentage on a wet basis,

 $Q_{w,h}$ is the average volumetric flow during that hour, measured on a wet basis by the stack gas volumetric flow monitor, expressed in standard m³, and

is the period during which the unit t_h produced electricity, expressed in hours;

(b) the volume of CO₂ emitted from combustion of fossil fuel in the unit during the calendar year, expressed in standard m³ and referred to in this subsection as V_{ff}, determined in accordance with the following formula:

$$\sum_{i=1}^{n} Q_{i} \times F_{c,i} \times HHV_{d,i}$$

where

is the quantity of fossil fuel type "i" Q_i combusted in the unit during the calendar year, determined

> (a) for a solid fuel, in the same manner as the one used in the determination of M_f in the formula set out in paragraph 23(1)(a) and expressed in tonnes.

> (b) for a liquid fuel, in the same manner as the one used in the determination of V_f in the formula set out in paragraph 23(1)(b) and expressed in kL, and

> (c) for a gaseous fuel, in the same manner as the one used in the determination of V_f in the formula set out in paragraph 23(1)(c) and expressed in standard m³,

(2) Pour la détermination de la variable E_{bio} , on E_{bio} selon la utilise la méthode de quantification fondée sur les méthode de données provenant du système de mesure et fondée sur les d'enregistrement en continu des émissions, selon données laquelle les opérations ci-après sont effectuées, provenant du dans l'ordre:

a) calcul du volume de CO₂ émis à partir du d'enregistregroupe pour chaque heure de production d'élec- ment en tricité par suite de la combustion de combustibles au cours de l'année civile, selon la formule suivante:

$$0.01 \times \%CO_{2w,h} \times Q_{w,h} \times t_h$$

où:

%CO_{2w,h} représente la concentration moyenne d'émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles par le groupe pour chaque heure « h » de production d'électricité au cours de l'année civile, mesurée à partir des gaz de cheminée — ou, le cas échéant, calculée conformément à l'article 7.4 de la Méthode de référence à partir d'une mesure de la concentration d'oxygène (O₂) dans ces gaz de cheminée — exprimée en pourcentage de CO2 sur une base humide,

le débit volumétrique moyen durant $Q_{w,h}$ l'heure en cause, exprimé en m³ normalisés, mesuré sur une base humide par un appareil de mesure du débit volumétrique placé sur la cheminée,

la période au cours de laquelle le t_{h} groupe a produit de l'électricité, exprimée en heures;

b) calcul du volume d'émissions de CO2 provenant de la combustion de combustibles fossiles par le groupe au cours de l'année civile, exprimé en m³ normalisés et identifié par la variable V_{cf}, selon la formule suivante :

$$\sum_{i=1}^{n} Q_{i} \times F_{c,i} \times HHV_{d,i}$$

où:

représente la quantité de chaque com- Q_i bustible fossile de type « i » brûlé par le groupe au cours de l'année civile, déterminée :

> a) pour les combustibles solides, de la même façon que la variable M_c de la formule prévue à l'alinéa 23(1)a), cette quantité étant exprimée en tonnes.

> b) pour les combustibles liquides, de la même façon que la variable V_c de la formule prévue à l'alinéa 23(1)b), cette quantité étant exprimée en kL,

> c) pour les combustibles gazeux, de la même façon que la variable V_c de

système de continu des émissions

i is the ith fossil fuel type combusted in the unit during the calendar year, with "i" going from the number 1 to n, where n is the number of fossil fuels so combusted,

F_{c,i} is the fuel-specific carbon-based F-factor for each fossil fuel type "i" — being, as the case may be, the default value as set out in column 3 of the table to subsection (3) for that fuel type set out in column 2 or determined for that fuel type in accordance with Appendix A of the Reference Method — expressed in standard m³ of CO₂/GJ,

HHV_{d,i} — expressed in GJ/tonne, for a solid fuel, in GJ/kL, for a liquid fuel, and in GJ/standard m³, for a gaseous fuel — is, for each fossil fuel type "i",

(a) the default higher heating value set out in column 2 of Schedule 5 for that fuel type set out in column 1, and

(b) in the absence of a default higher heating value for that fuel type referred to in paragraph (a), a default higher heating value for that fuel type established by a body that is internationally recognized as being competent to establish default higher heating values for fuels;

 (\emph{c}) the volume of CO_2 emitted from the combustion of biomass in the unit during the calendar year, expressed in standard \emph{m}^3 and referred to in this subsection as $V_{bio},$ determined in accordance with the following formula:

$$V_T - V_{\rm ff}$$

where

V_T is the sum of the volumes of CO₂ emitted from combustion of fuel in the unit during each hour of production of electricity during the calendar year, as determined under paragraph (a), and

 $V_{\rm ff}$ is $V_{\rm ff}$ determined in accordance with the formula set out in paragraph (b); and

(d) the quantity of the CO_2 emissions from the combustion of biomass in the unit during the calendar year, namely E_{bio} determined in accordance with the formula set out in subsection (1), based on the following two determinations:

(i) the fraction of the volume of CO_2 emissions from all fuel combusted in the unit attributable to the combustion of biomass in the unit during the calendar year, referred to in this section as Bio_{fr} , determined in accordance with the following formula:

$$\frac{V_{bio}}{V_{T}}$$

la formule prévue à l'alinéa 23(1)c), cette quantité étant exprimée en m³ normalisés,

le i^e type de combustible fossile brûlé par le groupe au cours de l'année civile en cause, « i » équivalant au chiffre 1 à n et n équivalant au nombre de ces combustibles.

F_{c,i} le facteur de carbone propre au combustible fossile de type « i », soit, selon le cas, le facteur F par défaut qui figure dans la colonne 3 du tableau du paragraphe (3) pour le type de combustible visé à la colonne 2 ou celui déterminé conformément à l'annexe A de la Méthode de référence, exprimé en m³ normalisés de CO₂/GJ,

HHV_{d,i} le pouvoir calorifique supérieur ci-après, exprimé en GJ/tonne pour les combustibles solides, en GJ/kL pour les combustibles liquides et en GJ/m³ normalisés pour les combustibles gazeux :

a) le pouvoir calorifique supérieur par défaut prévu à la colonne 2 de l'annexe 5 pour le combustible fossile de type « i » visé à la colonne 1,

b) en l'absence d'un tel pouvoir calorifique, le pouvoir calorifique supérieur par défaut pour le combustible fossile de type « i » établi par un organisme reconnu à l'échelle internationale comme compétent pour établir des pouvoir calorifiques supérieurs par défaut pour les combustibles:

c) calcul du volume d'émissions de CO_2 provenant de la combustion de biomasse par le groupe au cours de l'année civile en cause, exprimé en m^3 normalisés et identifié par la variable V_{bio} , selon la formule suivante :

$$V_T - V_{cf}$$

où:

V_T représente la somme des volumes de CO₂ émis par le groupe pour chaque heure de production d'électricité par suite de la combustion de combustibles au cours de l'année civile en cause et calculés selon l'alinéa *a*),

 V_{cf} la valeur déterminée pour cette variable selon la formule prévue à l'alinéa b);

d) calcul de la quantité des émissions de CO_2 provenant de la combustion de biomasse par le groupe au cours de l'année civile en cause, soit la variable E_{bio} de la formule prévue au paragraphe (1), conformément aux deux opérations suivantes :

(i) calcul de la fraction correspondant au volume des émissions de CO₂ provenant de la combustion de biomasse par le groupe par

where

V_{bio} is the volume of CO₂ emitted from the combustion of biomass in the unit during the calendar year determined in accordance with the formula set out in paragraph (c),

 V_T is the value of V_T determined in accordance with the formula set out in paragraph (c), and

(ii) the quantity of CO_2 emissions described by E_{bio} determined in accordance with the following formula:

$$(Bio_{fr} \times E_{u}) - E_{s}$$

where

Bio_{fr} is the fraction of the volume of CO₂ emissions from all fuel combusted in the unit attributable to the combustion of biomass in the unit during the calendar year determined in accordance with the formula set out in subparagraph (i),

 $E_u \qquad \qquad \text{is the value of } E_u \text{ determined in the } \\ \text{formula set out in subsection (1), and} \\ E_s \qquad \qquad \text{is the quantity of } CO_2 \text{ emissions, expressed in tonnes, that is released } \\ \text{from the use of sorbent to control the } \\ \text{emission of sulphur dioxide from the } \\ \text{unit during the calendar year, determined in accordance with the fol-} \\ \end{cases}$

$$S \times R \times \frac{44}{MM_s}$$

lowing formula:

where

S is the quantity of calcium carbonate (CaCO₃) or other sorbent material so used, expressed in tonnes,

R is the stoichiometric ratio, on a mole fraction basis, of CO₂ released on usage of one mole of sorbent material, where R=1 if the sorbent material is CaCO₃, and

 MM_s is the molecular mass of the sorbent material, where $MM_s = 100$ if the sorbent material is $CaCO_3$.

rapport au volume total des émissions provenant de la combustion de combustibles par le même groupe au cours de l'année civile en cause, identifiée par la variable Bio_{fr}, selon la formule suivante :

$$\frac{V_{bio}}{V_{T}}$$

où:

V_{bio} représente le volume des émissions de CO₂ provenant de la combustion de biomasse par le groupe au cours de l'année civile en cause, calculé conformément à la formule prévue à l'alinéa c).

V_T la valeur déterminée pour cette variable selon la formule prévue à l'alinéa c),

(ii) calcul de la quantité des émissions de CO_2 identifiée par la variable E_{bio} , selon la formule suivante :

$$(Bio_{fr} \times E_{\sigma}) - E_{s}$$

où:

Bio_{fr} représente la fraction correspondant au volume des émissions de CO₂ provenant de la combustion de biomasse par le groupe par rapport au volume total des émissions provenant de la combustion de combustibles par le même groupe au cours de l'année civile en cause déterminée conformément à la formule prévue au sousalinéa (i).

E_g la valeur déterminée pour cette variable selon la formule prévue au paragraphe (1),

E_s la quantité, exprimée en tonnes, des émissions de CO₂ provenant du sorbant utilisé pour contrôler les émissions de dioxyde de soufre par le groupe au cours de l'année civile en cause, calculée selon la formule suivante:

$$S \times R \times \frac{44}{MM_s}$$

où:

S représente la quantité de sorbant — notamment carbonate de calcium (CaCO₃) — ainsi utilisée, exprimée en tonnes,

R le rapport stœchiométrique — selon la fraction molaire — de CO₂ attribuable à une mole de sorbant, où R=1 lorsque le sorbant est du CaCO₃,

 MM_s la masse moléculaire du sorbant où $MM_s = 100$ lorsque le sorbant est du $CaCO_3$.

Default F-factor

(3) The default value for the fuel-specific carbonbased F-factor for certain types of fossil fuel is set out in column 3 of the following table:

(3) Le facteur F de carbone par défaut propre à Facteur F par certains types de combustibles fossiles est celui défaut prévu à la colonne 3 du tableau :

TABLE

	Column 1	Column 2	Column 3
Item	Fossil fuel	Туре	F-factor (standard m ³ /GJ)
1.	Coal	Anthracite	54.2
		Bituminous	49.2
		Sub-bituminous	49.2
		Lignite	53.0
2.	Oil	Crude, residual or distillate	39.3
3.	Gas	Natural	28.4
		Propane	32.5

Common stack disaggregation

(4) Despite subsection (1), if there is one or more other units at a power plant where a unit is located and a CEMS measures emissions from that unit and from one or more of those other units at a common stack rather than at the exhaust duct of that unit and of each of those other units that brings those emissions to the common stack, then the quantity of emissions attributable to that unit for the purpose of subsection (1) is determined based on the ratio of the heat input of that unit to the total of the heat input of that unit and of all of those other units sharing the common stack in accordance with the following formula:

$$\begin{bmatrix} \sum_{j=1}^{m} Q_{uj} \times HHV_{uj} \\ \frac{\sum_{j=1}^{n} \sum_{j=1}^{m} Q_{ij} \times HHV_{ij}} \end{bmatrix} \times E$$

where

 Q_{uj}

is the quantity of fuel type "j" combusted in that unit "u" during the calendar year, determined

- (a) for a solid fuel, in the same manner as the one used in the determination of M_f in the formula set out in paragraph 23(1)(a) and expressed in tonnes,
- (b) for a liquid fuel, in the same manner as the one used in the determination of V_f in the formula set out in paragraph 23(1)(b) and expressed in kL,
- (c) for a gaseous fuel, in the same manner as the one used in the determination of V_f in the formula set out in paragraph 23(1)(c) and expressed in standard m³;

 HHV_{uj}

is the higher heating value, determined in accordance with section 24 and expressed in the applicable unit of measure referred to in that section of fuel type "j" combusted during the calendar year in that unit "u";

TABLEAU

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3
Article	Combustible fossile	Туре	Facteur F (m³ normalisés/GJ)
1.	Charbon	Anthracite	54,2
		Bitumineux	49,2
		Sous-bitumineux	49,2
		Lignite	53,0
2.	Huile	Brute, résiduaire, distillée	39,3
3.	Gaz	Naturel	28,4
		Propane	32,5

(4) Malgré le paragraphe (1), dans le cas où plu- Cheminée sieurs groupes sont situés à une centrale électrique commune où se trouve le groupe en cause et où un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions est utilisé pour mesurer les émissions provenant de certains de ces groupes, y compris le groupe en cause, au point de rejet d'une cheminée commune plutôt qu'au conduit d'évacuation de chacun de ces groupes vers la cheminée commune, la quantité d'émissions attribuable au groupe en cause, pour l'application du paragraphe (1), est calculée en fonction de la proportion du flux calori-

désagrégation

$$\left[\frac{\sum_{j=1}^{m} Q_{gj} \times HHV_{gj}}{\sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{m} Q_{ij} \times HHV_{ij}} \right] \times E$$

fique à l'alimentation du groupe par rapport à celui de l'ensemble des groupes qui partagent une che-

minée commune, selon la formule suivante :

où:

 Q_{gj}

représente la quantité du combustible de type «j» brûlé par le groupe «g» au cours de l'année civile en cause, déterminée :

- a) pour un combustible solide, de la même façon que la variable M_c de la formule prévue à l'alinéa 23(1)a), cette quantité étant exprimée en tonnes,
- b) pour un combustible liquide, de la même façon que la variable V_c de la formule prévue à l'alinéa 23(1)b), cette quantité étant exprimée en kL,
- c) pour un combustible gazeux, de la même façon que la variable V_c de la formule prévue à l'alinéa 23(1)c), cette quantité étant exprimée en m' normalisés;

 HHV_{gj}

le pouvoir calorifique supérieur du combustible de type « j » brûlé par le groupe « g » au cours de l'année civile en cause, déterminé conformément à l'article 24 et

is the ith unit located at the power plant with "i" going from the number 1 to n, where n is the number of units that share a common stack;

j is the jth fuel type, including types of biomass, combusted during the calendar year in a unit located at the power plant with "j" going from the number 1 to m, where m is the number of those fuel types;

Q_{ij} is the quantity of fuel type "j" combusted in each unit "i" during the calendar year, determined for a solid fuel, a liquid fuel and a gaseous fuel, respectively, in the manner set out in the description of Q_{ui};

HHV_{ij} is the higher heating value, determined in accordance with section 24 and expressed in the applicable unit of measure referred to in that section, of fuel type "j" combusted during the calendar year in unit "i"; and

E is the quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes, from the combustion of fuels in all the units during the calendar year, measured by a CEMS at the common stack in accordance with subsection 21(1).

Fuel-based Methods

Determination

22. If paragraph 20(1)(b) applies, the quantity of CO_2 emissions referred to in subsection 20(1) is to be determined by the following formula:

$$\sum_{i=1}^{n} E_i + E_s - E_{css}$$

where

E_i is the quantity of CO₂ emissions attributable to the combustion of fossil fuel of type "i" in the unit during the calendar year, expressed in tonnes, determined for that fuel type in accordance with section 23 or 24;

i is the ith type of fossil fuel combusted in the unit during the calendar year, with "i" going from the number 1 to n, where n is the number of types of fossil fuel so combusted;

 E_s is E_s determined in accordance with the formula set out in subparagraph 21(2)(d)(ii); and

E_{ccs} is the quantity of CO₂ in those emissions, expressed in tonnes, from the combustion of fuel in the unit, during the calendar year, that are captured in accordance with

exprimé selon l'unité de mesure applicable mentionnée à cet article;

le i^e groupe situé à la centrale électrique, « i » équivalant au chiffre 1 à *n* et *n* équivalant au nombre de groupes qui partagent une cheminée commune;

j le je type de combustible, y compris tout type de biomasse, brûlé au cours de l'année civile en cause par un groupe situé à la centrale électrique, « j » équivalant au chiffre 1 à m et m équivalant au nombre de types de combustible;

Q_{ij} la quantité du combustible de type « j » brûlé par chaque groupe « i » au cours de l'année civile en cause, déterminée pour un combustible solide, liquide et gazeux, respectivement, de la manière prévue pour la variable Q_{g;};

HHV_{ij} le pouvoir calorifique supérieur du combustible de type « j » brûlé par le groupe « i » au cours de l'année civile en cause, déterminé conformément à l'article 24 et exprimé selon l'unité de mesure applicable mentionnée à cet article;

E la quantité, exprimée en tonnes, des émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles par tous les groupes au cours de l'année civile en cause, mesurée par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions sur la cheminée commune conformément au paragraphe 21(1).

Quantification fondée sur le type de combustible brûlé

22. Dans le cas visé à l'alinéa 20(1)b), la quantité Calcul des émissions de CO_2 visée au paragraphe 20(1) est calculée conformément à la formule suivante :

$$\sum_{i=1}^{n} \mathbf{E}_i + \mathbf{E}_s - \mathbf{E}_{scs}$$

où:

i

E_i représente la quantité d'émissions de CO₂, exprimée en tonnes, qui est attribuable à la combustion de combustible fossile de type « i » par le groupe au cours de l'année civile en cause et est calculée selon le type de combustible conformément à l'article 23 ou 24;

le i^e type de combustible fossile qui a été brûlé par le groupe au cours de cette année, « i » équivalant au chiffre 1 à *n* et *n* équivalant au nombre de types de combustibles fossiles brûlés;

E_s la valeur déterminée pour cette variable selon la formule prévue au sousalinéa 21(2)d)(ii);

E_{scs} la quantité de CO₂, exprimée en tonnes, contenue dans les émissions provenant de la combustion de combustibles par le the laws of Canada or a province that regulate that capture and that are transported and stored in accordance with the laws of Canada or a province, or of the United States or one of its states, that regulate that transportation or storage, as the case may be, that quantity being determined using a direct measure of the flow of, and the concentration of CO₂ in, those emissions.

Measured carbon content

23. (1) Subject to section 24, the quantity of CO₂ emissions attributable to the combustion of a fuel in a unit during a calendar year, expressed in tonnes, is determined in accordance with the applicable formula, as follows:

(a) for a solid fuel

$$M_f \times CC_A \times 3.664$$

where

is the mass of the fuel combusted dur- $M_{\rm f}$ ing the calendar year as determined, as the case may be, on a wet or dry basis, expressed in tonnes and measured by a measuring device, and

 CC_{A} is the weighted average, expressed in kg of carbon per kg of the fuel, of the carbon content of the fuel determined in accordance with subsection (2) on the same wet or dry basis as the one used in the determination of M_f;

(b) for a liquid fuel

$$V_f \times CC_A \times 3.664$$

where

 $V_{\rm f}$ is the volume of the fuel combusted during the calendar year, expressed in kL, determined by using flow meters, and

 CC_A is the weighted average, expressed in tonnes of carbon per kL of the fuel, of the carbon content of the fuel determined in accordance with subsection (2) at the same temperature as the one used in the determination of V_f;

(c) for a gaseous fuel

$$V_f \times CC_A \times \frac{MM_A}{MV_{cf}} \times 3.664 \times 0.001$$

where

 $V_{\rm f}$ is the volume of the fuel combusted during the calendar year, expressed in standard m³, determined by using flow meters,

 $CC_{\text{\tiny A}}$ is the weighted average, expressed in kg of carbon per kg of the fuel, of the carbon content of the fuel determined in accordance with subsection (2),

is the average molecular mass of the MM_{Δ} fuel, expressed in kg per kg-mole of the groupe au cours de l'année civile en cause qui sont captées conformément aux règles de droit du Canada ou de la province qui réglemente cette activité et transportées et séquestrées conformément aux règles de droit du Canada ou de la province qui réglemente ces activités ou à celles des États-Unis ou d'un de ses États lorsque ces activités y sont réglementées, et qui est déterminée à l'aide d'une mesure directe du débit de ces émissions et de leur concentration en CO₂.

23. (1) Sous réserve de l'article 24, la quantité Contenu en d'émissions de CO₂, exprimée en tonnes, qui est carbone mesuré attribuable à la combustion d'un combustible par le groupe en cause au cours d'une année civile donnée est calculée selon celle des formules ci-après qui s'applique :

a) dans le cas de combustibles solides :

$$M_c \times CC_M \times 3,664$$

où:

représente la masse du combustible M_c brûlé au cours de l'année civile en cause déterminée, selon le cas, sur une base sèche ou humide, à l'aide d'un instrument de mesure et exprimée en

 CC_M la moyenne pondérée du contenu en carbone de ce combustible, exprimée en kg de carbone par kg de combustible, déterminée conformément au paragraphe (2), sur la même base sèche ou humide que celle choisie pour déterminer M_c ;

b) dans le cas de combustibles liquides :

$$V_c \times CC_M \times 3,664$$

où:

représente le volume du combustible brûlé au cours de l'année civile, exprimé en kL, déterminé à l'aide de débitmètres,

 CC_M la moyenne pondérée du contenu en carbone de ce combustible, exprimée en tonnes de carbone par kL de combustible, déterminée conformément au paragraphe (2), à la même température que celle choisie pour déterminer V_c;

c) dans le cas de combustibles gazeux :

$$V_c \times CC_M \times \frac{MM_M}{MV_{fc}} \times 3,664 \times 0,001$$

où:

 V_c représente le volume du combustible brûlé au cours de l'année civile en cause, exprimé en m3 normalisés, déterminé à l'aide de débitmètres,

 CC_{M} la movenne pondérée du contenu en carbone de ce combustible, exprimée en kg de carbone par kg de combustible, calculée conformément au paragraphe (2),

fuel, determined based on fuel samples collected in accordance with section 27,

 $MV_{cf} \\$ is the molar volume conversion factor, namely 23.645 standard m³ per kg-mole of the fuel at standard conditions of 15°C and 101.325 kPa.

Weighted average

(2) The weighted average referred to in paragraphs (1)(a) to (c) as CC_A is, based on fuel samples collected in accordance with section 27, to be determined in accordance with the following formula:

$$\frac{\sum_{i=1}^{n} CC_{i} \times Q_{i}}{\sum_{i=1}^{n} Q_{i}}$$

where

 CC_i

is the carbon content of, as the case may be, the composite sample, or the sample, of the fuel for the ith sampling period expressed for solid fuels, liquid fuels and gaseous fuels, respectively, in the same unit of measure as the one set out in CC_A , as provided by the supplier of the fuel to the responsible person and, if not so provided, as determined by the responsible person, and measured

- (a) for a solid fuel, on the same wet or dry basis as the one used in the determination of CCA, in accordance with,
 - (i) for coal, biomass or solid fuel derived from waste, ASTM D5373 -08, entitled Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal, and
 - (ii) for any other solid fuel,
 - (A) an applicable ASTM standard for the measurement of the carbon content of the fuel, and
 - (B) if no such ASTM standard applies, an applicable internationally recognized method for the measurement of the carbon content of the fuel,
- (b) for a liquid fuel, in accordance with any of the following standards or methods that applies for the measurement of the carbon content of the fuel:
 - (i) ASTM D3238 95(2010), entitled Standard Test Method for Calculation of Carbon Distribution and Structural Group Analysis of Petroleum Oils by the n-d-M Method, along with either of the following applicable ASTM standards:

la masse moléculaire moyenne du com- MM_M bustible, exprimée en kg par kg-mole de combustible, déterminée à partir des échantillons de combustibles prélevés conformément à l'article 27,

 MV_{fc} le facteur de conversion du volume molaire, soit 23,645 m³ normalisés par kg-mole de combustible aux conditions normalisées de 15 °C et 101,325 kPa.

(2) La moyenne pondérée « CC_M » visée aux ali- Moyenne néas (1)a) à c) est déterminée à partir des échantillons de combustible prélevés conformément à l'article 27, selon la formule suivante :

$$\frac{\sum_{i=1}^{n} CC_{i} \times Q_{i}}{\sum_{i=1}^{n} Q_{i}}$$

où:

 CC_i

représente le contenu en carbonede chaque échantillon ou échantillon composite, selon le cas, de combustible pour la ie période d'échantillonnage, exprimé pour un combustible solide, liquide et gazeux, respectivement, selon la même unité de mesure applicable que celle mentionnée pour la variable CC_M, et fourni à la personne responsable par le fournisseur du combustible ou, s'il ne l'est pas, celui établi par la personne responsable — ce contenu étant déterminé:

- a) dans le cas des combustibles solides. sur la même base sèche ou humide que celle choisie pour déterminer CC_M, conformément à :
 - (i) s'agissant du charbon, de biomasse ou de dérivés de matières résiduaires, la norme ASTM D5373-08 intitulée Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal,
 - (ii) s'agissant d'autres combustibles solides, conformément à l'une ou l'autre des normes ou méthodes applicables ci-après qui permet d'en mesurer le contenu en carbone :
 - (A) la norme ASTM applicable au type de combustible en cause,
 - (B) en l'absence d'une telle norme, toute méthode applicable qui est reconnue à l'échelle internationale;
- b) dans le cas des combustibles liquides, conformément à l'une ou l'autre des normes ou méthodes applicables ci-après qui permet d'en mesurer le contenu en carbone:

- (A) ASTM D2503 92(2007), entitled Standard Test Method for Relative Molecular Mass (Molecular Weight) of Hydrocarbons by Thermoelectric Measurement of Vapor Pressure, and
- (B) ASTM D2502 04(2009), entitled Standard Test Method for Estimation of Molecular Weight (Relative Molecular Mass) of Petroleum Oils From Viscosity Measurements.
- (ii) ASTM D5291 10, entitled Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants, and
- (iii) if no such ASTM standard applies, an applicable internationally recognized method, and
- (c) for a gaseous fuel,
 - (i) in accordance with either of the following ASTM standards that applies for the measurement of the carbon content of the fuel:
 - (A) ASTM D1945 03(2010), entitled Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography, and
 - (B) ASTM D1946 90(2011), entitled Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography, or
 - (ii) by means of a direct measuring device that determines the carbon content of the fuel;
- *i* is the ith sampling period referred to in section 27, with "i" going from the number 1 to n, where n is the number of those sampling periods; and
- Q_i is the mass or volume, as the case may be, of the fuel combusted during the ith sampling period, expressed
 - (a) for a solid fuel, in tonnes, on the same wet or dry basis as the one used in the determination of CC_A,
 - (b) for a liquid fuel, in kL, and
 - (c) for a gaseous fuel, in standard m³.

- (i) la norme ASTM D3238-95(2010) intitulée Standard Test Method for Calculation of Carbon Distribution and Structural Group Analysis of Petroleum Oils by the n-d-M Method, accompagnée de l'une ou l'autre des normes applicables suivantes :
 - (A) la norme ASTM D2503-92(2007) intitulée Standard Test Method for Relative Molecular Mass (Molecular Weight) of Hydrocarbons by Thermælectric Measurement of Vapor Pressure,
 - (B) la norme ASTM D2502-04(2009) intitulée Standard Test Method for Estimation of Molecular Weight (Relative Molecular Mass) of Petroleum Oils From Viscosity Measurements,
- (ii) la norme ASTM D5291-10 intitulée Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants,
- (iii) en l'absence d'une norme ASTM, toute méthode applicable qui est reconnue à l'échelle internationale;
- c) dans le cas des combustibles gazeux :
 - (i) soit conformément à l'une ou l'autre des normes applicables ciaprès qui permet d'en mesurer le contenu en carbone :
 - (A) la norme ASTM D1945-03(2010) intitulée Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography,
 - (B) la norme ASTM D1946-90(2011) intitulée Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography,
 - (ii) soit à l'aide d'un instrument de mesure directe qui détermine le contenu en carbone du combustible en cause,
- le i^e période d'échantillonnage visée à l'article 27, « i » équivalant au chiffre 1 à *n* et *n* équivalant au nombre de ces périodes d'échantillonnage,
- Q_i la masse ou le volume, selon le cas, du combustible brûlé au cours de la i^e période d'échantillonnage, exprimée :
 - *a*) en tonnes, pour les combustibles solides, sur la même base sèche ou humide que celle choisie pour déterminer CC_M,
 - b) en kL pour les combustibles liquides, c) en m³ normalisés, pour les combustibles gazeux.

Quantification based on HHV

- 24. (1) For an eligible fuel referred to in subsection (2), the quantity of CO₂ emissions attributable to the combustion of the fuel in a unit during a calendar year, expressed in tonnes, may be determined in accordance with subsection (4) based on the following higher heating value of the fuel:
 - (a) the higher heating value of the fuel that is measured in accordance with subsection (6) as provided by the supplier of the fuel to the responsible person but, if not so provided, as so measured by the responsible person; and
 - (b) in the absence of a measured higher heating value of the fuel referred to in paragraph (a), the default higher heating value, set out in column 2 of Schedule 5, for the fuel's type, as set out in column 1 but, in the absence of that default higher heating value, a default higher heating value for that fuel type established by a body that is internationally recognized as being competent to establish default higher heating values for fuels.

Eligible fuels

- (2) Eligible fuels are
- (a) a fuel combusted in a unit in respect of which an exemption from the application of subsection 3(1) has been granted under subsection 7(4);
- (b) a fuel referred to in section 23 that is combusted during the calendar year at less than any of the average daily rates referred to in subsec-
- (c) a fuel listed in Part 4 of Schedule 5; and
- (d) a fuel combusted in a standby unit.

Average daily

- (3) The average daily rates are
- (a) for a solid fuel, 3 t/day;
- (b) for a liquid fuel, 1900 L/day; and
- (c) for a gaseous fuel, 500 standard m³/day.

Quantity of emissions

(4) The quantity of emissions is to be determined in accordance with the following formula:

 $Q \times HHV \times EF \times 0.001$

where

Q is the quantity of the fuel combusted in the unit during the calendar year determined

> (a) for a solid fuel, in the same manner as the one used in the determination of M_f in the formula set out in paragraph 23(1)(a) and expressed in tonnes, (b) for a liquid fuel, in the same manner as the one used in the determination of V_f in the formula set out in paragraph 23(1)(b) and expressed in kL, and

24. (1) La quantité d'émissions de CO₂, exprimée Quantification en tonnes, qui est attribuable à la combustion d'un fondée sur le combustible visé au paragraphe (2) par un groupe calorifique au cours d'une année civile donnée peut être déter- supérieur minée, conformément au paragraphe (4), à l'aide de la valeur du pouvoir calorifique supérieur applicable suivante:

a) la mesure du pouvoir calorifique supérieur déterminée conformément au paragraphe (6), dans le cas où elle est fournie par le fournisseur du combustible à la personne responsable ou, si elle ne l'est pas, celle ainsi déterminée par la personne responsable;

b) en l'absence de la mesure du pouvoir calorifique supérieur visée à l'alinéa a), le pouvoir calorifique supérieur par défaut mentionné à la colonne 2 de l'annexe 5 pour le combustible visé à la colonne 1 ou, à défaut, celui établi par un organisme reconnu à l'échelle internationale comme compétent pour établir des pouvoirs calorifiques supérieurs par défaut pour les combustibles.

(2) Les combustibles visés sont les suivants :

Critères

- a) un combustible brûlé par un groupe à l'égard duquel une exemption de l'application du paragraphe 3(1) a été accordée conformément au paragraphe 7(4);
- b) chaque combustible visé à l'article 23 brûlé au cours de l'année civile à un taux inférieur à l'un ou l'autre des taux quotidiens moyens visés au paragraphe (3);
- c) un combustible visé à la partie 4 de l'annexe 5;
- d) un combustible brûlé par un groupe de réserve.
- (3) Les taux quotidiens moyens sont les Taux suivants:

auotidiens movens

- a) dans le cas des combustibles solides, 3 t/jour;
- b) dans le cas des combustibles liquides, 1900 L/jour;
- c) dans le cas des combustibles gazeux, 500 m³ normalisés/jour.
- (4) La quantité des émissions est calculée selon Quantité des la formule suivante :

 $Q \times HHV \times EF \times 0,001$

où: Q

représente la quantité du combustible brûlé par le groupe au cours de l'année civile en cause, déterminée :

> a) pour un combustible solide, de la même manière que la variable M_c de la formule prévue à l'alinéa 23(1)a), cette quantité étant exprimée en tonnes,

> b) pour un combustible liquide, de la même manière que la variable V_c de la formule prévue à l'alinéa 23(1)b), cette quantité étant exprimée en kL,

> > 1981

(c) for a gaseous fuel, in the same manner as the one used in the determination of V_f in the formula set out in paragraph 23(1)(c) and expressed in standard m³;

HHV

- expressed in GJ/tonne, for a solid fuel, in GJ/kL, for a liquid fuel, and in GJ/ standard m³, for a gaseous fuel — is
 - (a) if paragraph (1)(a) applies, the weighted average higher heating value of the fuel, determined in accordance with subsection (5), based on fuel samples collected in accordance with section 27, and
 - (b) if paragraph (1)(b) applies, the default higher heating value, set out in column 2 of Schedule 5, for the fuel's type, as set out in column 1 and, in the absence of that default higher heating value, a default higher heating value for that fuel type established by a body that is internationally recognized as being competent to establish default higher heating values for fuels; and

EF

is the default CO₂ emission factor, set out in column 3 of Schedule 5, for that fuel listed in column 1 and, in the absence of that default CO₂ emission factor, a default CO₂ emission factor for that fuel established by a body that is internationally recognized as competent to establish default CO₂ emission factors for fuels.

Weighted average

(5) The weighted average higher heating value of the fuel is determined in accordance with the following formula:

$$\frac{\sum_{i=1}^{n} HHV_{i} \times Q_{i}}{\sum_{i=1}^{n} Q_{i}}$$

where

- HHV_i is the higher heating value of, as the case may be, each composite sample, or sample, of the fuel for the ith sampling period measured in accordance with subsection (6), as provided by the supplier of the fuel to the responsible person but, if not so provided, as so measured by the responsible person;
- is the ith sampling period referred to in i section 27, with "i" going from the number 1 to n, where n is the number of those sampling periods; and
- Q_i is the mass or volume, as the case may be, of the fuel combusted during the ith sampling period, expressed
 - (a) for a solid fuel, in the same manner as the one used in the determination

c) pour un combustible gazeux, de la même manière que la variable V_c de la formule prévue à l'alinéa 23(1)c), cette quantité étant exprimée en m normalisés;

HHV

la valeur ci-après exprimée en GJ/tonne pour les combustibles solides, en GJ/kL pour les combustibles liquides et en GJ/m³ normalisés pour les combustibles gazeux :

- a) dans le cas visé à l'alinéa (1)a), la moyenne pondérée du pouvoir calorifique supérieur de ce combustible, déterminée conformément au paragraphe (5), à partir des échantillons de combustibles prélevés conformément à l'article 27,
- b) dans le cas visé à l'alinéa (1)b), le pouvoir calorifique supérieur par défaut prévu à la colonne 2 de l'annexe 5 pour le combustible visé à la colonne 1 ou, en l'absence d'un tel pouvoir calorifique, celui établi par un organisme reconnu à l'échelle internationale comme compétent pour établir des pouvoirs calorifiques supérieurs par défaut pour les combustibles;

EF

le facteur d'émissions de CO2 par défaut prévu à la colonne 3 de l'annexe 5 pour le combustible visé à la colonne 1 ou, en l'absence d'un tel facteur, celui établi par un organisme reconnu à l'échelle internationale comme compétent pour établir des facteurs d'émissions par défaut pour les combustibles.

(5) La moyenne pondérée du pouvoir calorifique Moyenne supérieur du combustible est calculée conformé- pondérée ment à la formule suivante :

$$\frac{\sum_{i=1}^{n} HHV_{i} \times Q_{i}}{\sum_{i=1}^{n} Q_{i}}$$

où:

i

- HHV_i représente le pouvoir calorifique supérieur de chaque échantillon ou échantillon composite, selon le cas, du combustible pour la i^e période d'échantillonnage, déterminé conformément au paragraphe (6), dans le cas où il est fourni par le fournisseur du combustible à la personne responsable ou, s'il ne l'est pas, celui ainsi déterminé par la personne responsable;
 - le ie période d'échantillonnage visée à l'article 27, « i » équivalant au chiffre 1 à *n* et *n* équivalant au nombre de périodes d'échantillonnage;
- Q_i la masse ou le volume, selon le cas, du combustible brûlé au cours de la i^e période d'échantillonnage, exprimé :
 - a) pour un combustible solide, de la même façon que la variable M_c de la

1982

of M_f in the formula set out in paragraph 23(1)(a) and expressed in tonnes, (b) for a liquid fuel, in the same manner as the one used in the determination of V_f in the formula set out in paragraph 23(1)(b) and expressed in kL, and (c) for a gaseous fuel, in the same manner as the one used in the determination of V_f in the formula set out in paragraph 23(1)(c) and expressed in standard m³.

Measurement of HHV

- (6) The higher heating value of a fuel is to be measured
 - (a) for a solid fuel that is
 - (i) coal or biomass, in accordance with ASTM D5865 - 11a, entitled Standard Test Method for Gross Calorific Value of Coal and Coke,
 - (ii) a fuel derived from waste, in accordance with either ASTM D5865 - 11a or ASTM D5468 - 02(2007), entitled Standard Test Method for Gross Calorific and Ash Value of Waste Materials, and
 - (iii) any other solid fuel type,
 - (A) in accordance with an applicable ASTM standard for the measurement of the higher heating value of the fuel, and
 - (B) if no such ASTM standard applies, in accordance with an applicable internationally recognized method; and
 - (b) for a liquid fuel that is
 - (i) an oil or a liquid fuel derived from waste, in accordance with
 - (A) ASTM D240 09, entitled Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter, or
 - (B) ASTM D4809 09a, entitled Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method), and
 - (ii) any other liquid fuel type,
 - (A) in accordance with an applicable ASTM standard for the measurement of the higher heating value of the fuel, and
 - (B) if no such ASTM standard applies, in accordance with an applicable internationally recognized method; and
 - (c) for a gaseous fuel,
 - (i) in accordance with any of the following applicable ASTM or GPA standards:
 - (A) ASTM D1826 94(2010), entitled Standard Test Method for Calorific (Heating) Value of Gases in Natural Gas Range by Continuous Recording Calorimeter,
 - (B) ASTM D3588 98(2003), entitled Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels,

- formule prévue à l'alinéa 23(1)a), et en
- b) pour un combustible liquide, de la même façon que la variable V_c de la formule prévue à l'alinéa 23(1)b), et
- c) pour un combustible gazeux, de la même façon que la variable V_c de la formule prévue à l'alinéa 23(1)c), et en m³ normalisés.
- (6) La mesure du pouvoir calorifique supérieur Mesure du d'un combustible est déterminée :

calorifique supérieur

- a) dans le cas des combustibles solides suivants :
 - (i) charbon ou biomasse, conformément à la norme ASTM D5865-11a intitulée Standard Test Method for Gross Calorific Value of Coal and Coke,
 - (ii) dérivés de matières résiduaires, conformément à la norme ASTM D5865-11a ou à la norme ASTM D5468-02(2007) intitulée Standard Test Method for Gross Calorific and Ash Value of Waste Materials,
 - (iii) s'agissant d'autres combustibles solides, conformément à l'une ou l'autre des normes ou méthodes ci-après applicables au combustible en cause qui permet d'en mesurer le pouvoir calorifique supérieur :
 - (A) la norme ASTM applicable au type de combustible en cause,
 - (B) en l'absence d'une telle norme, toute méthode applicable qui est reconnue à l'échelle internationale,
- b) dans le cas des combustibles liquides suivants:
 - (i) huile et dérivés de matières résiduaires, conformément à l'une ou l'autre des normes suivantes:
 - (A) la norme ASTM D240-09 intitulée Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter,
 - (B) la norme ASTM D4809-09a intitulée Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method),
 - (ii) s'agissant d'autres combustibles liquides, conformément à l'une ou l'autre des normes ou méthodes ci-après applicables au combustible en cause qui permet d'en mesurer le pouvoir calorifique supérieur :
 - (A) la norme ASTM applicable au type de combustible en cause,
 - (B) en l'absence d'une norme ASTM, toute méthode applicable qui est reconnue à l'échelle internationale;
- c) dans le cas des combustibles gazeux :
 - (i) conformément à l'une ou l'autre des normes ci-après applicables au combustible en cause:

- (C) ASTM D4891 89(2006), entitled Standard Test Method for Heating Value of Gases in Natural Gas Range by Stoichiometric Combustion,
- (D) GPA Standard 2172 09, entitled Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, Compressibility and Theoretical Hydrocarbon Liquid Content for Natural Gas Mixtures for Custody Transfer, and
- (E) GPA standard 2261 00, entitled Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography, or
- (ii) by means of a direct measuring device that determines the higher heating value of the fuel, but if the measuring device provides only lower heating values, those lower heating values must be converted to the corresponding higher heating values.

ACCURACY OF DATA

Measuring devices installation, maintenance and calibration

25. (1) A responsible person for a unit must install, maintain and calibrate any measuring device — other than a CEMS referred to in paragraph 20(1)(a) and any measuring device that is subject to the *Electricity and Gas Inspection Act* that is used for the purpose of section 3 or 15 in accordance with the manufacturer's instructions or any applicable generally recognized national or international industry standard.

Frequency of calibration

- (2) The responsible person must calibrate each of those measuring devices at the greater of the following two frequencies:
 - (a) at least once in every calendar year but at least five months after a previous calibration, and
 - (b) the minimum frequency recommended by the manufacturer.

Accuracy of measurements

(3) Each of those measuring devices must enable measurements to be made with a margin of error of $\pm 5\%$.

CEMS

26. (1) A responsible person who uses a CEMS referred to in paragraph 20(1)(a) for the purpose of section 3 or 15 must ensure that the Reference Method is complied with.

Certification

(2) Before a CEMS referred to in paragraph 20(1)(a) is used for the purpose of that paragraph, it must be certified by the responsible person in accordance with section 5 of the Reference Method.

- (A) la norme ASTM D1826-94(2010) intitulée Standard Test Method for Calorific (Heating) Value of Gases in Natural Gas Range by Continuous Recording Calorimeter,
- (B) la norme ASTM D3588-98(2003) intitulée Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels,
- (C) la norme ASTM D4891-89(2006) intitulée Standard Test Method for Heating Value of Gases in Natural Gas Range by Stoichiometric Combustion,
- (D) la norme 2172-09 de la GPA intitulée Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, Compressibility and Theoretical Hydrocarbon Liquid Content for Natural Gas Mixtures for Custody Transfer, (E) la norme 2261-00 de la GPA intitulée Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography,
- (ii) à l'aide d'un instrument de mesure directe qui détermine le pouvoir calorifique supérieur du combustible en cause, mais s'il ne détermine que le pouvoir calorifique inférieur, celui-ci est converti en pouvoir calorifique supérieur.

EXACTITUDE DES DONNÉES

25. (1) La personne responsable du groupe Installation, installe, entretient et étalonne les instruments de entretien et mesure — autres que le système de mesure et instruments de d'enregistrement en continu des émissions visé à mesure l'alinéa 20(1)a) et tout instrument de mesure assujetti à la Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz — utilisés pour l'application des articles 3 ou 15 conformément aux instructions recommandées par le fabricant ou à une norme généralement reconnue par l'industrie à l'échelle nationale ou internationale.

(2) La personne responsable étalonne les instru- Fréquence de ments de mesure selon la plus exigeante des fréquences suivantes:

- a) au moins une fois par année civile et à au moins cinq mois d'intervalle;
- b) à la fréquence minimale recommandée par le fabricant.
- (3) Les instruments de mesure permettent une Exactitude des détermination des mesures selon une marge d'erreur de ± 5 %.

mesures

26. (1) La personne responsable qui utilise un Système de système de mesure et d'enregistrement en continu mesure et des émissions visé à l'alinéa 20(1)a) pour ment en l'application des articles 3 ou 15 s'assure que la continu des Méthode de référence est suivie et que le système y émissions est conforme.

(2) Avant son utilisation par la personne respon- Homologation sable pour l'application de l'alinéa 20(1)a), le système est homologué conformément à la section 5 de la Méthode de référence.

Annual audit

- (3) For each calendar year during which a responsible person uses a CEMS referred to in paragraph 20(1)(a), an auditor must
 - (a) assess, based on the review referred to in section 6.5.2 of the Reference Method, whether, in the auditor's opinion, the responsible person's use of the CEMS complied with the Quality Assurance/Quality Control manual referred to in section 6 of the Reference Method;
 - (b) ensure that the Quality Assurance/Quality Control manual has been updated in accordance with sections 6.1 and 6.5.2 of the Reference Method: and
 - (c) assess whether, in the auditor's opinion, the responsible person complied with the Reference Method and the CEMS met the specifications set out in the Reference Method, in particular, in its sections 3 and 4.

Auditor's report

(4) The responsible person must obtain a report, signed by the auditor, that contains the information set out in Schedule 6 and send the auditor's report to the Minister with their annual report referred to in section 15.

FUEL SAMPLING AND TESTING REQUIREMENTS

Fuel sampling

27. (1) The determination of the value for the elements related to carbon content and higher heating values referred to in sections 21 to 24 must be based on fuel samples taken in accordance with this section.

Frequency

- (2) Each fuel sample must be taken at a time and location in the fuel handling system of the power plant that provides the following representative sample of the fuel combusted at the following minimum frequency:
 - (a) for coal other than synthetic gas derived from coal or derived from petroleum coke, one composite sample, during each week that the unit produces electricity, that is prepared in accordance with ASTM D2013 / D2013M - 11, entitled Standard Practice for Preparing Coal Samples for Analysis, and that consists of sub-samples taken at least twice from coal that was fed for combustion during that week and at least 48 hours apart, in accordance with
 - (i) ASTM D2234 / D2234M 10, entitled Standard Practice for Collection of a Gross Sample of Coal, or
 - (ii) ASTM D7430 11ae1, entitled Standard Practice for Mechanical Sampling of Coal;
 - (b) for a type of solid fuel other than coal, one composite sample per month that consists of subsamples of fuel of that type, each having the same mass, that were taken from fuel that was fed for combustion during each week that begins in that month and during which the unit produces electricity and that were taken at least 48 hours after any previous sub-sample and after all fuel treatment operations had been carried out but

(3) Pour chaque année civile au cours de la- Vérification quelle la personne responsable utilise le système, le qualité vérificateur:

- a) évalue, à partir des éléments devant faire l'objet de son examen aux termes de la section 6.5.2 de la Méthode de référence si, à son avis, l'utilisation de ce système par la personne responsable était conforme au manuel d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité visé à la section 6 de la Méthode de référence;
- b) s'assure que ce manuel a été mis à jour conformément aux sections 6.1 et 6.5.2 de la Méthode de référence:
- c) évalue si, à son avis, la personne responsable a suivi la Méthode de référence et le système répondait aux spécifications qui y sont prévues, notamment celles mentionnées aux sections 3 et 4 de cette méthode.
- (4) La personne responsable obtient du vérifica- Rapport du teur un rapport, signé par ce dernier, comportant les vérificateur renseignements énumérés à l'annexe 6 et le transmet au ministre avec le rapport visé à l'article 15.

EXIGENCES EN MATIÈRE D'ÉCHANTILLONNAGE ET D'ANALYSE

27. (1) La valeur des variables relatives au con- Échantillonnage tenu en carbone et au pouvoir calorifique supérieur visées aux articles 21 à 24 est déterminée à partir d'échantillons de combustible prélevés conformément au présent article.

- (2) Chaque prélèvement est effectué à un mo-Fréquence ment et à un point du système de manutention du combustible de la centrale électrique permettant de fournir l'échantillon représentatif ci-après du combustible brûlé, à la fréquence minimale suivante :
 - a) s'il s'agit de charbon, autre que du gaz de synthèse provenant de charbon ou de coke de pétrole, un échantillon composite pour chaque semaine au cours de laquelle le groupe produit de l'électricité, préparé conformément à la norme ASTM D2013 / D2013M-11 intitulée Standard Practice for Preparing Coal Samples for Analysis et établi à partir de sous-échantillons du charbon avant servi à la combustion prélevés au moins deux fois au cours de la semaine et à au moins quarante-huit heures d'intervalle conformément à l'une ou l'autre des normes suivantes :
 - (i) la norme ASTM D2234 / D2234M-10 intitulée Standard Practice for Collection of a Gross Sample of Coal,
 - (ii) la norme ASTM D7430 11ae1 intitulée Standard Practice for Mechanical Sampling of Coal;
 - b) s'il s'agit d'un type de combustible solide autre que le charbon, un échantillon composite par mois établi à partir de sous-échantillons de même masse du combustible ayant servi à la combustion, prélevés à chaque semaine au cours de laquelle le groupe produit de l'électricité et qui

before any mixing of the fuel from which the sub-sample is taken with other fuels;

- (c) for a type of liquid fuel and of a gaseous fuel other than natural gas, one sample per quarter, with each sample of fuel of that type being taken at least one month after any previous sample has been taken; and
- (d) for natural gas, two samples per calendar year, with each sample being taken at least four months after any previous sample has been

Additional samples

(3) For greater certainty, the responsible person who takes, for the purpose of these Regulations, more samples than the minimum required under subsection (2) must make the determination referred to in subsection (1) based on each sample and, in the case of composite samples, each sub-sample — taken, including those additional samples.

Missing Data

28. (1) Subject to subsections (2) and (3), if, for any reason beyond the responsible person's control, the emission-intensity referred to in subsection 3(1) cannot be determined in accordance with a formula set out in any of sections 19 and 21 to 24 because data required to determine the value of an element of that formula has not been obtained for a given period during a calendar year, replacement data for that given period obtained in accordance with an appropriate method must be used to determine that

Replacement data — CEMS

(2) If a CEMS referred to in paragraph 20(1)(a) is used for the determination of an element of a formula set out in section 21 but data has not been obtained for that determination during a given period, the replacement data is to be obtained in accordance with section 3.5.2 of the Reference Method.

Replacement data -Fuel-based methods

(3) If a fuel-based method referred to in paragraph 20(1)(b) is used for the determination of an element — related to the higher heating value, carbon content or molecular mass of a fuel — of a formula set out in any of sections 21 to 24 for which data has not been obtained during a given period, the replacement data is to be the average of the determinations for that element, using the fuelbased method in question, during the equivalent period prior to and, if available, subsequent to that given period. However, if the determination of that element is not available during the equivalent period prior to that given period, the replacement data is to be the determination for that element, using the fuel-based method in question, during the equivalent period subsequent to the given period.

Replacement multiple periods

(4) During a calendar year, there may be more than one given period, but replacement data may be obtained under subsection (1) or (3) for a maximum of 28 days during the calendar year, distributed among any or all of those periods.

commence au cours du mois et à au moins quarante-huit heures d'intervalle, après tout traitement du combustible mais avant qu'il ne soit mélangé à d'autres combustibles;

- c) s'il s'agit d'un type de combustible liquide ou gazeux autre que du gaz naturel, un prélèvement d'échantillon à chaque trimestre, avec au moins un mois d'intervalle entre chaque prélèvement;
- d) s'il s'agit du gaz naturel, un prélèvement d'échantillon deux fois par année civile, avec un intervalle d'au moins quatre mois entre chaque prélèvement.
- (3) Il est entendu que la personne responsable qui Échantillons prélève, pour l'application du présent règlement, additionnels plus d'échantillons que le nombre minimal prévu au paragraphe (2), doit tenir compte de tous les échantillons ou, s'il s'agit d'échantillons composites, de tous les sous-échantillons prélevés aux fins de la détermination prévue au paragraphe (1).

28. (1) Sous réserve des paragraphes (2) et (3). Données si, pour une raison indépendante de la volonté de la manquantes personne responsable, il manque une donnée pour déterminer l'intensité des émissions visée au paragraphe 3(1), au cours d'une période donnée de l'année civile en cause, conformément aux formules prévues à l'article 19 ou à l'un des articles 21 à 24, une donnée de remplacement pour la variable visée à l'une de ces formules, établie selon une méthode appropriée pour cette période, est utilisée à cette fin.

(2) Dans le cas où le système de mesure et Donnée de d'enregistrement en continu des émissions visé à remplacel'alinéa 20(1)a) est utilisé pour déterminer, au cours d'une période donnée, une quelconque variable mesure et d'une formule visée à l'article 21 et où une donnée d'enregistren'a pu être obtenue à l'aide de ce système, la don- ment en continu née de remplacement est obtenue conformément à des émissions la section 3.5.2 de la Méthode de référence.

système de

(3) Dans le cas où la méthode fondée sur le type Donnée de de combustible, visée à l'alinéa 20(1)b), est utilisée pour déterminer une quelconque variable d'une formule visée à l'un des articles 21 à 24 visant, fondée sur le selon le cas, le pouvoir calorifique supérieur, le type de contenu en carbone ou la masse moléculaire d'un combustible et où une donnée nécessaire au calcul de la variable ne peut être fournie pour une période donnée, la donnée de remplacement correspond à la moyenne des données disponibles pour cette variable, établie à l'aide de la méthode en question, pendant la période équivalente précédant la période en cause et, le cas échéant, la période équivalente qui la suit. Toutefois, si aucune donnée n'est disponible pour cette variable pendant la période équivalente précédant la période en cause, la donnée de remplacement est la valeur établie pour celle-ci à l'aide de cette méthode, au cours de la période équivalente qui suit cette période.

remplacement méthode combustible

(4) Si une donnée n'est pas disponible au cours Données de d'une ou plusieurs périodes données au cours de remplacel'année civile en cause, une donnée de remplacement visée aux paragraphes (1) ou (3) ne peut être fournie que pour un maximum de vingt-huit jours données

ment plusieurs

de cette année civile, répartis sur une ou plusieurs des périodes en cause.

PART 4

COMING INTO FORCE

July 1, 2015 **29.** (1) Subject to subsections (2) and (3), these Regulations come into force on July 1, 2015.

January 1, 2013 (2) Sections 1, 2 and 4, subsections 5(1) to (4) and sections 9 to 14 and 29 come into force on January 1, 2013.

January 1, 2030 (3) Section 3, in respect of standby units, comes into force on January 1, 2030.

SCHEDULE 1 (Subsection 4(1))

REGISTRATION REPORT — INFORMATION REQUIRED

- 1. The following information respecting the responsible person:
 (a) an indication of whether they are the owner or operator of
- (a) an indication of whether they are the owner or operator of the unit and their name and civic address;
- (b) the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, email address and fax number, of their authorized official; and
- (c) the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, email address and fax number, of a contact person, if different from the authorized official.
- **2.** The following information respecting the unit:
- (a) for each responsible person for the unit, other than the responsible person mentioned in paragraph 1(a), if any
 - (i) their name and civic address,
 - (ii) an indication of whether they are an owner or operator, and
 - (iii) in the case of an owner, their percentage of ownership interest;
- (b) its name and civic address, if any;
- (c) if applicable, its National Pollutant Release Inventory identification number assigned by the Minister for the purpose of section 48 of the Act;
- (d) for an existing or old unit
 - (i) the calendar year in which it reaches, or has reached, the end of its useful life, and
 - (ii) an indication of whether it will cease to produce electricity for sale before July 1, 2015 and, if known, the date by which it will cease production;
- (e) its commissioning date; and
- (f) its production capacity.

PARTIE 4

ENTRÉE EN VIGUEUR

- **29.** (1) Sous réserve des paragraphes (2) et (3), le 1^{er} juillet 2015 présent règlement entre en vigueur le 1^{er} juillet 2015
- (2) Les articles 1, 2 et 4, les paragraphes 5(1) 1^{er} janvier 2013 à (4) et les articles 9 à 14 et 29 entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2013.
- (3) L'article 3, à l'égard des groupes de réserve, 1^{er} janvier 2030 entre en vigueur le 1^{er} janvier 2030.

ANNEXE 1 (paragraphe 4(1))

RAPPORT D'ENREGISTREMENT — RENSEIGNEMENTS À FOURNIR

- **1.** Renseignements sur la personne responsable :
- a) une mention portant qu'elle est le propriétaire ou l'exploitant du groupe, ainsi que ses nom et adresse municipale;
- b) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique de son agent autorisé;
- c) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique d'une personne-ressource, si celle-ci n'est pas l'agent autorisé.
- 2. Renseignements sur le groupe :
- a) le cas échéant, à l'égard de chaque personne responsable du groupe autre que celle mentionnée à l'alinéa 1a):
 - (i) ses nom et adresse municipale,
 - (ii) une mention portant qu'elle est le propriétaire ou l'exploitant,
 - (iii) dans le cas où elle est le propriétaire, le pourcentage du titre de participation dans ce groupe;
- b) ses nom et adresse municipale, le cas échéant;
- c) le cas échéant, le numéro d'identification que lui a attribué le ministre pour les besoins de l'inventaire national des rejets de polluants établi en application de l'article 48 de la Loi;
- d) s'il s'agit d'un groupe existant ou d'un groupe en fin de vie utile :
 - (i) l'année civile durant laquelle il a atteint ou atteindra la fin de sa vie utile,
 - (ii) la mention qu'il cessera de produire de l'électricité pour la vente à une date antérieure au 1^{er} juillet 2015, le cas échéant, et, si elle est connue, cette date;
- e) sa date de mise en service;
- f) sa capacité de production.

SCHEDULE 2 (Paragraph 9(2)(c))

TECHNICAL FEASIBILITY STUDY — INFORMATION REQUIRED

- 1. The following information respecting the capture element of the carbon capture and storage system:
 - (a) a description of how the emissions are to be captured, including a preliminary engineering design and a description of the preferred technology and processes to be used;
 - (b) a description of the principal modifications to the unit that are needed for its integration with the capture element to enable the responsible person to comply with subsection 3(1) of these Regulations;
 - (c) an identification of any major equipment to be installed and of any other significant equipment to be modified or replaced;
 - (d) process flow diagrams and mass and energy balances, including external energy inputs;
 - (e) a summary of auxiliary energy loads;
 - (f) an estimate of the unit's production capacity when it is operating with an integrated capture element;
 - (g) an estimate of the unit's gross quantity of electricity produced for a calendar year set out in the description of G_{gross} in subsection 19(1) of these Regulations when it is operating with an integrated capture element;
 - (h) an estimate of the rate of capture of CO_2 emissions and of the volume of CO_2 emissions, expressed in standard m^3 , to be captured for a calendar year and for the operating life of the unit;
 - (i) a preliminary resource analysis for the unit when it is operating with an integrated capture element, including water consumption, heat and power consumption, raw material consumption and fuel consumption;
 - (j) documents establishing that adequate space has been set aside at the power plant in which the unit is located and that adequate access is to be provided for the purpose of installing the required equipment, including site plans that show
 - (i) the outline and location of all significant electricity generating equipment, carbon capture equipment and compression equipment, as well as any ancillary equipment necessary, sized to capture the sufficient volume of CO_2 referred to in subparagraph 9(2)(c)(i) of these Regulations,
 - (ii) all areas that are to be used for carrying out the construction of the capture element, and
 - (iii) the point of exit of the pipeline to transport the captured CO_2 emissions from the power plant to the storage site, if the captured CO_2 emissions are not stored at the power plant;
 - (k) an identification of the potential risks and obstacles, based on the preferred capture technology, to the construction and operation of the capture element integrated with the unit;
 - (*l*) a list of each environmental, safety and other approval or permit that is required for the construction or operation of the unit integrated with the capture element; and
 - (m) a list of potential suppliers of equipment, materials or services that are needed for the construction and operation of the unit integrated with the capture element.

ANNEXE 2 (alinéa 9(2)c))

ÉTUDE DE FAISABILITÉ TECHNIQUE — RENSEIGNEMENTS À FOURNIR

- 1. Renseignements sur l'élément de captage du système de captage et de séquestration de carbone :
 - a) une description de la méthode qui sera utilisée pour capter les émissions, y compris un avant-projet de conception technique et une description de la technologie et du procédé privilégiés qui seront utilisés;
 - b) une description de toute modification majeure qui devra être apportée au groupe pour réaliser l'intégration de l'élément de captage d'une manière permettant à la personne responsable de se conformer au paragraphe 3(1) du présent règlement;
 - c) la mention de tout équipement majeur devant être installé et de tout autre équipement d'importance devant être modifié ou remplacé;
 - d) les schémas des processus et les bilans massique et énergétique, y compris les intrants énergétiques externes;
 - e) un sommaire des charges énergétiques auxiliaires;
 - f) une estimation de la capacité de production du groupe une fois l'élément de captage intégré;
 - g) une estimation de la quantité brute d'électricité produite par ce groupe, au cours d'une année civile selon la variable G_{brute} visée au paragraphe 19(1) du présent règlement —, une fois l'élément de captage intégré;
 - h) une estimation du taux de captage d'émissions de CO₂ et du volume d'émissions de CO₂, exprimée en m³ normalisés, à capter par année civile et de celles à capter au cours de la durée de service du groupe;
 - i) une analyse préliminaire des ressources qui seront utilisées par le groupe une fois l'élément de captage intégré, y compris la consommation d'eau, de chaleur, d'énergie, de matières premières et de combustibles;
 - j) les documents établissant qu'un espace et un accès adéquats ont été prévus à la centrale électrique où le groupe est situé pour l'installation de l'équipement nécessaire au captage, y compris les plans du site qui comportent :
 - (i) le dessin graphique et l'emplacement des principales pièces d'équipement de la production d'électricité, et de captage et de compression de carbone, ainsi que de tout équipement accessoire de la dimension appropriée pour capter le volume suffisant de CO_2 visé au sous-alinéa 9(2)c)(i) du présent règlement,
 - (ii) l'espace qui sera utilisé pour procéder à la construction de l'élément de captage du système,
 - (iii) le point de sortie du pipeline qui transporte les émissions de CO₂ captées, à partir de la centrale électrique où le groupe est situé jusqu'au site de séquestration, si elles ne sont pas séquestrées à cette centrale électrique;
 - k) la mention des risques et des obstacles éventuels liés à la construction du système de captage et à son exploitation une fois qu'il sera intégré au groupe, compte tenu de la technologie de captage privilégiée;
 - l) la liste des autorisations et des permis requis pour la construction et l'exploitation du groupe auquel est intégré l'élément de captage, notamment ceux qui sont liés à la protection de l'environnement et à la sécurité;

- **2.** The following information respecting the transportation element of the carbon capture and storage system:
 - (a) an identification of, and justification for, one or more preferred transport methods and routes to an appropriate geological storage site referred to in paragraph 3(b), supported by a routing map and a geographic information system (GIS) file for each method and route:
 - (b) the expected location and size of pumping stations, of receipt and delivery points and of any interconnects on the pipeline for each preferred route;
 - (c) an estimation of the diameter of the pipeline for each preferred route that is required to transport the sufficient volume of CO_2 referred to in subparagraph 9(2)(c)(i) of these Regulations;
 - (d) if applicable, a detailed description of how any tankers that are to be used to transport the captured CO_2 emissions are to be obtained and, if required, commissioned and a plan detailing how any required port infrastructure for shipping the captured CO_2 emissions on those tankers is to be developed;
 - (e) an identification of the potential risks and obstacles, for each preferred route, to the construction and operation of the pipeline or shipping network along that route, including any surface or subsurface land use that may conflict with that construction or operation, along with an explanation of how those risks and obstacles are to be overcome;
 - (f) a list of each environmental, safety and other approval or permit that is required for the construction or operation of the transportation element; and
 - (g) a list of potential suppliers of equipment, materials or services that are needed for the construction and operation of the transportation element.
- **3.** The following information respecting the storage element of the carbon capture and storage system:
 - (a) an estimation of the volume of CO_2 emissions, expressed in standard m³, to be captured and stored during each calendar year and over the anticipated operating life of the unit;
 - (b) an identification of one or more suitable geological sites for storage that are expected to be used to store the captured CO_2 emissions, supported by a delineation of the geographical extent of each storage site and at least one study showing that the required capacity to store the sufficient volume of CO_2 referred to in subparagraph 9(2)(c)(i) of these Regulations is available based on generally accepted national or international protocols for storage capacity estimation;
 - (c) an identification of any requirement under federal or provincial laws for the purity of captured CO₂ emissions, along with an explanation of how that requirement is to be met;
 - (d) a preliminary assessment of the integrity of the storage element in preserving an impervious barrier to leakage of stored CO_2 emissions and of any risk to breaching that integrity, at each feasible storage site referred to in paragraph (b), along with a preliminary strategy to mitigate the risk;
 - (e) a preliminary plan for measuring and verifying the volume of stored CO₂ emissions and for monitoring any leak of the stored CO₂ emissions from the storage element;

- m) la liste des fournisseurs potentiels de l'équipement, des matériaux et des services nécessaires à la construction et à l'exploitation du groupe auquel est intégré l'élément de captage.
- **2.** Renseignements sur l'élément de transport du système de captage et de séquestration de carbone :
 - a) la mention d'une ou de plusieurs méthodes de transport et des routes privilégiées menant au site de séquestration géologique visé à l'alinéa 3b) et la justification de ces choix, y compris les parcours et les fichiers du système d'information géographique (SIG) à l'appui, pour chaque méthode et chaque route choisie;
 - b) l'emplacement prévu et la taille des stations de pompage, y compris l'emplacement des points de réception et de livraison ainsi que des interconnexions du pipeline pour chaque route privilégiée;
 - c) pour chaque route privilégiée, une estimation du diamètre du pipeline qui est requis pour transporter le volume suffisant de CO_2 visé au sous-alinéa 9(2)c)(i) du présent règlement;
- d) le cas échéant, une description détaillée de la façon d'obtenir les navires-citernes requis pour le transport des émissions de CO₂ captées ou de les mettre en service, accompagnée d'un plan détaillé de l'infrastructure portuaire à aménager pour permettre l'expédition de ces émissions de CO₂ à bord de ces navires-citernes;
- e) la mention des risques et des obstacles éventuels liés à la construction et à l'exploitation, pour chacune des routes privilégiées, du pipeline ou du réseau d'expédition, selon le cas, y compris ceux reliés à l'utilisation des terres de surface ou souterraines à ces fins, accompagnée d'une indication de la façon de surmonter ces risques et obstacles;
- f) la liste des autorisations et des permis requis pour la construction et l'exploitation de l'élément de transport, notamment ceux qui sont liés à la protection de l'environnement et à la sécurité;
- g) la liste des fournisseurs potentiels de l'équipement, des matériaux et des services nécessaires à la construction et à l'exploitation de l'élément de transport.
- **3.** Renseignements sur l'élément de séquestration du système de captage et de séquestration de carbone :
 - a) une estimation du volume d'émissions de CO₂, exprimée en m³ normalisés, devant être capté et séquestré au cours d'une année civile et pendant la durée de service envisagée du groupe;
 - b) la mention du ou des sites adéquats pour la séquestration géologique des émissions de CO₂ captées, accompagnée de la délimitation de l'étendue géographique de chacun de ces sites et d'au moins une étude, effectuée selon une méthode d'estimation de la capacité de séquestration généralement reconnue au plan national ou international, démontrant que la capacité requise pour capter le volume suffisant d'émissions de CO₂ visé au sous-alinéa 9(2)c)(i) du présent règlement est disponible;
 - c) la mention des exigences imposées par les règles de droit fédérales ou provinciales à l'égard de la pureté des émissions de CO₂ captées, accompagnée d'une explication de la façon dont elles seront respectées;
 - d) une évaluation préliminaire de l'intégrité de l'élément de séquestration, notamment de son étanchéité, et de tout risque susceptible de porter atteinte à cette intégrité à chacun des sites potentiels retenus, accompagnée d'une stratégie préliminaire pour limiter ces risques;

- (f) an identification of any surface or subsurface land use that may conflict with the operation of the storage element at each feasible storage site referred to in paragraph (b), along with an explanation of how the conflict is to be resolved in order to ensure access to each of those sites;
- (g) a list of each environmental, safety and other approval or permit that is required for the construction or operation of the storage element; and
- (h) a list of potential suppliers of equipment, materials or services that are needed for the construction and operation of the storage element for each feasible site referred to in paragraph (b).

SCHEDULE 3 (Paragraphs 9(2)(d) and 11(1)(b))

INFORMATION ON SECTION 10 REQUIREMENTS

- **1.** If a front end engineering design study referred to in paragraph 10(a) of these Regulations has been carried out, the following information to summarize that study:
 - (a) an overall description of the construction project for the carbon capture and storage system, including technical drawings and documents that describe
 - (i) the configuration and layout of the power plant in which the unit is located when it is operating with an integrated capture element of the system,
 - (ii) the transportation element of the system, and
 - (iii) the site of the storage element of the system;
 - (b) an estimate of capital cost of the construction project, including a summary of the analysis that led to that estimate and a justification for the margin of error of that estimate;
 - (c) a summary of the safety review of the capture element of the carbon capture and storage system;
 - (d) a summary of the risk assessment of the carbon capture and storage system;
 - (e) a summary of the strategy to mitigate those risks;
 - (f) a summary of the plan to carry out the construction of the carbon capture and storage system, including a schedule for the completion of its major steps;
 - (g) an identification of potential persons with whom agreements can be entered into to carry out the construction of the carbon capture and storage system;
 - (h) the name and business address of the persons responsible for the development of the front end engineering design study and a description of their contribution to its development;
 - (i) a description of the capture technology selected in the front end engineering design study for the capture element of the carbon capture and storage system and of the capture element's integration with the unit;

- e) un plan préliminaire de mesure et de vérification du volume des émissions de CO_2 séquestrées et de surveillance de toute fuite d'émissions de CO_2 provenant de l'élément de séquestration;
- f) la mention de toute utilisation des terres de surface ou souterraines qui sont susceptibles d'entrer en conflit avec le fonctionnement de l'élément de séquestration à chacun des sites potentiels retenus, accompagnée d'une explication des solutions envisagées pour régler ce conflit et permettre l'accès à chacun de ces sites;
- g) la liste des autorisations et des permis requis pour la construction et l'exploitation de l'élément de séquestration, notamment ceux qui sont liés à la protection de l'environnement et à la sécurité;
- h) la liste des fournisseurs potentiels de l'équipement, des matériaux et des services nécessaires à la construction et à l'exploitation de l'élément de séquestration à chacun des sites potentiels retenus.

ANNEXE 3 (alinéas 9(2)d) et 11(1)b))

RENSEIGNEMENTS RELATIFS AUX EXIGENCES DE L'ARTICLE 10

- 1. Si l'étude d'ingénierie d'avant-projet détaillé visée à l'alinéa 10a) du présent règlement est achevée, les renseignements ci-après qui résument cette étude :
 - a) une description générale du projet de construction du système de captage et de séquestration de carbone, accompagnée des dessins et documents techniques décrivant :
 - (i) la configuration et la disposition de la centrale électrique où est situé le groupe auquel l'élément de captage sera intégré,
 - (ii) l'élément de transport du système,
 - (iii) le site de séquestration du système;
 - b) une estimation des coûts du projet de construction, accompagnée d'un résumé de l'analyse menant à cette estimation et d'une explication de la marge d'erreur de cette estimation;
 - c) un résumé de l'évaluation de la sécurité de l'élément de captage du système de captage et de séquestration de carbone;
 - d) un résumé de l'évaluation des risques relatifs au système de captage et de séquestration de carbone;
 - e) un résumé de la stratégie visant à limiter ces risques;
 - f) un résumé du plan relatif au projet de construction du système de captage et de séquestration de carbone, y compris un échéancier des principales étapes;
 - g) l'identification des personnes qui seront potentiellement les parties contractantes aux accords établis pour la construction du système de captage et de séquestration de carbone;
 - h) les nom et adresse d'affaires des personnes ayant contribué à l'élaboration de l'étude d'ingénierie d'avant-projet détaillé, ainsi qu'une description de leur contribution;
 - i) dans le cadre de l'étude d'ingénierie d'avant-projet détaillé, une description de la technologie qui sera utilisée pour l'élément de captage du système de captage et de séquestration de carbone et une indication de la façon dont cet élément de captage sera intégré au groupe;

- (j) an identification of any major equipment required to be purchased for the construction of the capture element of the carbon capture and storage system;
- (k) an estimate of the performance of the unit when it is operating with an integrated carbon capture and storage system, supported by process flow diagrams and mass and energy balances, including an estimate of
 - (i) the rate of capture of CO_2 emissions and the volume of CO_2 emissions, expressed in standard m^3 , to be captured for a calendar year and for the operating life of the unit,
 - (ii) the production capacity of the unit,
 - (iii) the unit's gross quantity of electricity produced for a calendar year as set out in the description of G_{gross} in subsection 19(1) of these Regulations when it is operating with an integrated capture element,
 - (iv) a summary of auxiliary energy loads,
 - (v) the period during a calendar year during which a unit is expected to be available for producing electricity, and
 - (vi) for a calendar year, the quantity of CO_2 emissions from the combustion of fossil fuels in the unit and the quantity of emissions of nitrogen oxides, sulphur oxides, particulate matter, mercury and, if applicable, ammonia from the unit; and
- (*l*) a summary of the resource analysis for the unit when it is operating with an integrated capture element of the carbon capture and storage system, including water consumption, heat and power consumption, raw material consumption and fuel consumption.
- **2.** If any major equipment that is necessary for the capture element referred to in paragraph 10(b) of these Regulations has been purchased, a copy of the purchase orders and receipts respecting the purchase of that equipment.
- **3.** A declaration, signed by all contracting parties to any contract referred to in paragraph 10(c) of these Regulations, that indicates that the contract has been entered into and the date on which it was entered into.
- **4.** A copy of any permit or approval referred to in paragraph 10(d) that has been obtained.
- **5.** A declaration signed by the responsible person and, if applicable, any party contracting with the responsible person for the capture, transportation or storage elements of the carbon capture and storage system that indicates the date on which CO₂ emissions from the combustion of fossil fuels in the unit have been captured in accordance with the laws of Canada or a province that regulate that capture and have been transported and stored in accordance with the laws of Canada or a province, or of the United States or one of its states, that regulate that transportation or storage, as the case may be.

SCHEDULE 4 (Section 15)

ANNUAL REPORT — INFORMATION REQUIRED

1. The following information respecting the responsible person: (a) an indication of whether they are the owner or operator of the unit and their name and civic address;

- *j*) la mention de tout équipement majeur à acquérir pour la construction de l'élément de captage du système de captage et de séquestration de carbone;
- k) les prévisions quant à la performance du groupe une fois le système de captage et de séquestration de carbone intégré, accompagnées des schémas des processus et des bilans massique et énergétique, y compris une estimation des éléments suivants:
 - (i) le taux de captage d'émissions de CO₂ et le volume d'émissions de CO₂, exprimée en m³ normalisés, à capter par année civile et de celles à capter au cours de la durée de service du groupe,
 - (ii) la capacité de production du groupe,
 - (iii) une estimation de la quantité brute d'électricité produite par le groupe au cours d'une année civile selon la variable G_{brute} visée au paragraphe 19(1) du présent règlement une fois l'élément de captage intégré,
 - (iv) un sommaire des charges énergétiques auxiliaires,
 - (v) la période au cours d'une année civile pendant laquelle le groupe devrait être disponible pour produire de l'électricité,
 - (vi) à l'égard d'une année civile, la quantité des émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles et la quantité des émissions d'oxyde d'azote, d'oxyde de soufre, de particules, de mercure et, s'il y a lieu, d'ammoniac provenant du groupe;
- l) un résumé de l'analyse des ressources qui seront utilisées par le groupe une fois l'élément de captage intégré, y compris la consommation d'eau, de chaleur, d'énergie, de matières premières et de combustibles.
- **2.** Si les pièces d'équipements majeurs nécessaires pour l'élément de captage, visées à l'alinéa 10b) du présent règlement, ont été achetées, une copie des bons de commande et des reçus relatifs à leur achat.
- **3.** Une déclaration, signée par les parties contractantes à tout contrat visé à l'alinéa 10c) du présent règlement, établissant que le contrat a été conclu, et la date à laquelle il a été conclu.
- **4.** Une copie des autorisations et des permis obtenus, aux termes de l'alinéa 10*d*) du présent règlement.
- 5. Une déclaration, signée par la personne responsable et, le cas échéant, par toute partie contractante avec cette personne relativement à l'élément de captage, de transport ou de séquestration, selon laquelle le système de captage et de séquestration de carbone intégré au groupe a capté les émissions de CO₂ provenant de ce groupe par suite de la combustion des combustibles fossiles, conformément aux règles de droit du Canada ou de la province qui réglemente cette activité, et les a transportées et séquestrées, conformément aux règles de droit du Canada ou d'une province qui réglemente ces activités ou à celles des États-Unis ou d'un de ses États, lorsque ces activités y sont réglementées, et une indication de la date à laquelle le captage, le transport et la séquestration, selon le cas, a commencé.

ANNEXE 4 (article 15)

RAPPORT ANNUEL — RENSEIGNEMENTS À FOURNIR

- 1. Renseignements sur la personne responsable :
- *a*) une mention portant qu'elle est le propriétaire ou l'exploitant du groupe, ainsi que ses nom et adresse municipale;

- (b) the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, email address and fax number, of their authorized official; and
- (c) the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, email address and fax number, of a contact person, if different from the authorized official.
- **2.** The following information respecting the unit:
- (a) for each responsible person for the unit, other than the responsible person mentioned in paragraph 1(a), if any
 - (i) their name and civic address,
 - (ii) an indication of whether they are an owner or operator, and
 - (iii) in the case of an owner, their percentage of ownership interest:
- (b) its name and civic address, if any;
- (c) its registration number and, if applicable, its National Pollutant Release Inventory identification number assigned by the Minister for the purpose of section 48 of the Act;
- (d) if applicable, the number of other units located at the power plant in which the unit is located and, for each of those other units, the information referred to in paragraph (a); and
- (e) if applicable, a statement that indicates that the unit shares a common stack with one or more of those other units, along with a statement that identifies each of those other units.
- **3.** The following information respecting the emission-intensity referred to in subsection 3(1) of these Regulations from the combustion of fuel in the unit other than a unit referred to in paragraph 4(d) during the calendar year:
 - (a) the emission-intensity for the unit, namely the ratio of the quantity of CO_2 emissions referred to in paragraph (c) to the quantity of electricity referred to in subparagraph (b)(i), expressed in tonnes per GWh;
 - (b) in respect of the quantity of electricity produced by the unit
 - (i) that quantity determined in accordance with section 19 of these Regulations, expressed in GWh,
 - (ii) the value determined for G_{gross} and G_{aux} in the formula set out in subsection 19(1) of these Regulations, expressed in GWh,
 - (iii) the gross electricity produced by the units located at the power plant for the calendar year, namely the sum of the value determined for $G_{\rm gross}$ referred to in subparagraph (ii) and of the gross electricity produced by all other units located at the power plant determined in accordance with that description of $G_{\rm gross}$,
 - (iv) the quantity of electricity, expressed in GWh, that is used by the power plant in which the unit is located during the calendar year to operate infrastructure and equipment for electricity generation and for separation, but not pressurization, of CO₂, based on data collected using meters that comply with the requirements of the *Electricity and Gas Inspection Act* and the *Electricity and Gas Inspection Regulations*,
 - (v) if that calendar year is the calendar year referred to in subsection 19(2) of these Regulations for which a method of attribution was first used, a detailed description of that method of attribution and an explanation of why it is appropriate, and

- b) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique de son agent autorisé;
- c) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique d'une personne-ressource, si celle-ci n'est pas l'agent autorisé.
- 2. Renseignements sur le groupe :
- a) le cas échéant, à l'égard de chaque personne responsable du groupe autre que celle mentionnée à l'alinéa 1a):
 - (i) ses nom et adresse municipale,
 - (ii) une mention portant qu'elle est le propriétaire ou l'exploitant,
 - (iii) dans le cas où elle est le propriétaire, le pourcentage du titre de participation dans ce groupe;
- b) ses nom et adresse municipale, le cas échéant;
- c) le numéro d'enregistrement et, le cas échéant, le numéro d'identification que lui a attribué le ministre pour les besoins de l'inventaire national des rejets de polluants établi en application de l'article 48 de la Loi;
- d) le cas échéant, le nombre de groupes situés à la centrale électrique où se trouve le groupe en cause et, pour chacun de ces groupes, les renseignements prévus à l'alinéa a);
- e) le cas échéant, une mention indiquant que le groupe en cause partage une cheminée commune avec l'un ou l'autre des groupes visés à l'alinéa d), et les renseignements permettant d'identifier chacun de ces groupes.
- **3.** Renseignements sur l'intensité des émissions visées au paragraphe 3(1) du présent règlement provenant de la combustion de combustibles par le groupe, autre qu'un groupe visé à l'alinéa 4d), au cours de l'année civile en cause :
 - a) l'intensité des émissions provenant du groupe, soit la proportion de la quantité d'émissions de CO_2 mentionnée à l'alinéa c) par rapport à la quantité d'électricité mentionnée au sous-alinéa b)(i), exprimée en tonnes par GWh;
 - b) à l'égard de la quantité d'électricité produite par le groupe :
 - (i) le résultat du calcul effectué conformément à l'article 19 du présent règlement, exprimé en GWh,
 - (ii) les valeurs déterminées pour les variables G_{brute} et G_{aux} de la formule prévue au paragraphe 19(1) du présent règlement, exprimées en GWh,
 - (iii) la quantité brute d'électricité produite par les groupes situés à la centrale électrique au cours de l'année civile en cause, obtenue par addition de la valeur de la variable G_{brute} visée au sous-alinéa (ii) pour le groupe en cause et de la quantité brute d'électricité produite par les autres groupes situés à cette centrale électrique et déterminée par application de la description de cette même variable G_{brute} à chacun d'eux,
 - (iv) la quantité d'électricité, exprimée en GWh, utilisée par la centrale électrique où le groupe est situé, au cours de l'année civile en cause, pour le fonctionnement de l'infrastructure et de l'équipement pour la production d'électricité et la séparation de CO₂, autres que les équipements de pressurisation, déterminée à partir de données fournies à l'aide de compteurs qui répondent aux exigences de la Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz et du Règlement sur l'inspection de l'électricité et du gaz,

- (vi) if that calendar year is a subsequent calendar year referred to in subsection 19(3) of these Regulations, a detailed description of the method of attribution referred to in that subsection used for that subsequent calendar year and an explanation of why it is appropriate;
- (c) in respect of the quantity of CO₂ emissions from the combustion of fuels in the unit,
 - (i) if paragraph 20(1)(a) of these Regulations applies for the determination of that quantity,
 - (A) that quantity, expressed in tonnes, determined in accordance with section 21 of these Regulations,
 - (B) the values, expressed in tonnes, determined for E_u , E_{bio} and $E_{\text{non-ccs}}$ in the formula set out in subsection 21(1) of these Regulations,
 - (C) a statement that indicates which of paragraphs (a) and (b) of the description of that E_{bio} was used to determine the value of that element, and
 - (D) the value, expressed in tonnes, determined for E_s in the formula set out in subparagraph 21(2)(d)(ii) of these Regulations, and
 - (ii) if paragraph 20(1)(b) of these Regulations applies for the determination of that quantity,
 - (A) that quantity, expressed in tonnes, determined in accordance with section 22 of these Regulations and, as the case may be, section 23 or 24 of these Regulations,
 - (B) the values, expressed in tonnes, determined for E_i for each fuel combusted, and for E_{ccs} , in the formula in section 22 of these Regulations,
 - (C) the value, expressed in tonnes, determined for E_s in the formula set out in subparagraph 21(2)(d)(ii) of these Regulations,
 - (D) a statement for each fuel combusted that indicates which of section 23 and 24 of these Regulations was used to determine the quantity referred to in clause (A),
 - (E) if that quantity was determined in accordance with section 23 of these Regulations,
 - (I) the value of CC_A in the formula set out in paragraph 23(1)(a), (b) or (c) of these Regulations, as the case may be, for each fuel combusted, and
 - (II) a statement that indicates which of the ASTM standards and of the methods referred to in the description of CC_i in the formula in subsection 23(2) of these Regulations were used to determine the value of CC_A referred to in subclause (I) or, for a sample of gaseous fuel, that indicates that a direct measuring device was used to determine that value, and
 - (F) if that quantity was determined in accordance with section 24 of these Regulations,
 - (I) for each fuel combusted,
 - 1. its type
 - 2. a statement that indicates which of paragraphs 24(2)(a) to (d) of these Regulations describes the fuel, and
 - 3. in the case of a fuel described by paragraph 24(2)(b) of these Regulations, the average daily rate at which the fuel was combusted,
 - (II) if paragraph 24(1)(a) of these Regulations applies,
 - 1. the value of HHV, as described in paragraph (a) of that element, in the formula set out in subsection 24(4) of these Regulations, for each fuel combusted,

- (v) si l'année civile en cause est celle visée au paragraphe 19(2) du présent règlement, à l'égard de laquelle une méthode d'attribution a été utilisée pour la première fois, le détail de cette méthode et la justification de ce qui en fait une méthode appropriée,
- (vi) si l'année civile en cause est une année civile subséquente visée au paragraphe 19(3) du présent règlement, le détail de la méthode d'attribution visée à ce paragraphe utilisée à l'égard de cette année et la justification de ce qui en fait une méthode appropriée;
- c) à l'égard de la quantité des émissions de CO_2 provenant de la combustion de combustibles par le groupe :
 - (i) dans le cas visé à l'alinéa 20(1)a) du présent règlement :
 - (A) le résultat du calcul effectué conformément à l'article 21 du présent règlement, exprimé en tonnes,
 - (B) les valeurs, exprimées en tonnes, déterminées pour les variables E_g , E_{bio} et $E_{non\ scs}$ de la formule prévue au paragraphe 21(1) du présent règlement,
 - (C) la mention de celle des méthodes de quantification visées aux alinéas a) ou b) de la description de cette variable qui a été appliquée, le cas échéant, pour déterminer la valeur de la variable $E_{\rm hio}$,
 - (D) la valeur déterminée pour la variable E_s de la formule prévue au sous-alinéa 21(2)d)(ii) du présent règlement, exprimée en tonnes,
 - (ii) dans le cas visé à l'alinéa 20(1)b) du présent règlement :
 - (A) le résultat du calcul effectué conformément à l'article 22 et, selon le cas, aux articles 23 ou 24 du présent règlement, exprimé en tonnes,
 - (B) les valeurs, exprimées en tonnes, de la variable E_i pour chaque combustible brûlé et de la variable E_{scs} de la formule prévue à l'article 22 du présent règlement,
 - (C) la valeur déterminée pour la variable E_s de la formule prévue au sous-alinéa 21(2)d)(ii) du présent règlement, exprimée en tonnes,
 - (D) pour chaque combustible brûlé, la mention de celui des articles 23 ou 24 du présent règlement qui a été utilisé pour arriver au résultat visé à la division (A),
 - (E) dans le cas où l'article 23 du présent règlement est utilisé pour déterminer le résultat visé à la division (A):
 - (I) la valeur déterminée pour la variable CC_M de la formule applicable prévue, selon le cas, aux alinéas 23(1)a), b) ou c) du présent règlement, pour chaque combustible brûlé,
 - (II) la mention de celles des normes ASTM ou de la méthode mentionnées dans la description de la variable CC_i qui ont été utilisées pour déterminer la valeur de la variable CC_M visée à la subdivision (I) ou, dans le cas d'un combustible gazeux, une indication qu'un instrument de mesure directe a été utilisé,
 - (F) dans le cas où l'article 24 du présent règlement est utilisé pour arriver au résultat visé à la division (A) :
 - (I) pour chaque combustible brûlé :
 - 1. son type,
 - 2. la mention de celui des alinéas 24(2)a) à d) du présent règlement qui s'applique à ce combustible,
 - 3. s'il s'agit d'un combustible visé à l'alinéa 24(2)*b*) du présent règlement, le taux quotidien moyen auquel ce combustible a été brûlé,

- 2. if the fuel's type is set out in column 1 of the applicable table to Schedule 5, its default CO_2 emission factor as set out in column 3 and, if that fuel's type is not so set out, the default CO_2 emission factor for that fuel's type established by a body that is internationally recognized as being competent to establish default CO_2 emission factors for fuels and a statement that indicates the name of the body, and
- 3. a statement that indicates which of the ASTM and GPA standards and of the methods referred to in subsection 24(6) of these Regulations were used to determine the measured value of HHV referred to in sub-subclause 1 or, for a gaseous fuel, that indicates that a direct measuring device was used to determine that measured value, and
- (III) if paragraph 24(1)(b) of these Regulations applies
- 1. the default value of HHV, as described in paragraph (b) of that element, in the formula set out in subsection 24(4) of these Regulations, for each fuel combusted.
- 2. a statement that explains the absence of a measured higher heating value and that indicates, if that default higher heating value is established by a body that is internationally recognized as being competent to establish default higher heating values for fuels, the name of the body, and
- 3. if the fuel's type is set out in column 1 of the applicable table to Schedule 5, its default CO_2 emission factor as set out in column 3 and, if that fuel's type is not so set out, the default CO_2 emission factor for that fuel's type established by a body that is internationally recognized as being competent to establish default CO_2 emission factors for fuels and a statement that indicates the name of the body;
- (d) if applicable, documents that establish that the captured CO_2 emissions were captured, transported and stored as described in subsection 3(5) of these Regulations;
- (e) if applicable, the quantity of CO_2 emissions that were captured, determined using a direct measure of the flow of, and the concentration of CO_2 in, those emissions; and
- (f) for each type of fuel combusted,
 - (i) the type and, if that type is biomass, an explanation of why that type is biomass as defined in subsection 2(1) of these Regulations, and
 - (ii) the quantity of fuel combusted.

- 4. Information for the calendar year respecting
- (a) the number of hours during which the unit produced electricity;
- (b) if a substituted unit referred to in subsection 5(1) of these Regulations has been substituted for an original unit, the production capacity of that substituted unit;
- (c) for a standby unit, the capacity factor for the standby unit;

- (II) dans le cas où l'alinéa 24(1)a) du présent règlement s'applique :
 - 1. la valeur déterminée pour la variable HHV de la formule prévue au paragraphe 24(4) du présent règlement, pour chaque combustible brûlé, selon l'alinéa *a*) de cette variable,
 - 2. le facteur d'émissions de CO₂ par défaut mentionné à la colonne 3 du tableau applicable de l'annexe 5 pour chaque combustible brûlé visé à la colonne 1 ou, si le combustible n'y est pas visé, celui fixé par un organisme reconnu à l'échelle internationale comme compétent pour établir des facteurs d'émissions par défaut pour les combustibles, et la mention du nom de cet organisme,
 - 3. la mention de celle des normes de l'ASTM ou de la GPA, ou de la méthode, visées au paragraphe 24(6) du présent règlement qui ont été utilisées pour déterminer la valeur mesurée de la variable HHV visée à la sous-subdivision 1 ou, dans le cas d'un combustible gazeux, la mention qu'un instrument de mesure directe a été utilisé,
- (III) dans le cas où l'alinéa 24(1)b) du présent règlement s'applique :
 - 1. la valeur par défaut pour la variable HHV à l'alinéa b) de cette variable de la formule prévue au paragraphe 24(4) du présent règlement, pour chaque combustible brûlé,
 - 2. à défaut de cette valeur, une explication de l'absence d'une mesure du pouvoir calorifique supérieur et, lorsque cette valeur par défaut du pouvoir calorifique supérieur est fixée par un organisme reconnu à l'échelle internationale comme compétent pour établir des facteurs d'émissions par défaut pour les combustibles, le nom de cet organisme,
 - 3. le facteur d'émissions de CO₂ par défaut mentionné à la colonne 3 du tableau applicable de l'annexe 5 pour chaque combustible brûlé visé à la colonne 1 ou, si le combustible n'y est pas visé, celui fixé par un organisme reconnu à l'échelle internationale comme compétent pour établir des facteurs d'émissions par défaut pour les combustibles, et la mention du nom de cet organisme;
- d) le cas échéant, les documents établissant que les émissions de CO₂ qui sont captées ont été captées, transportées et séquestrées conformément au paragraphe 3(5) du présent règlement;
- e) le cas échéant, la quantité des émissions de CO₂ captées déterminée à l'aide d'une mesure directe de leur débit et de leur concentration en CO₂;
- f) à l'égard de chaque type de combustible brûlé :
 - (i) le type et, s'il s'agit de biomasse, une mention indiquant en quoi ce type est de la biomasse au sens du paragraphe 2(1) du présent règlement,
 - (ii) la quantité brûlée.
- **4.** Renseignements, au cours de l'année civile, à l'égard des éléments suivants :
 - *a*) le nombre d'heures pendant lesquelles le groupe en cause a produit de l'électricité;
 - b) dans le cas où un groupe qui atteint la fin de sa vie utile a fait l'objet d'une substitution aux termes du paragraphe 5(1) du présent règlement, la capacité de production du groupe substitutif;

- (d) for a unit granted an exemption under subsection 7(4) of these Regulations,
 - (i) the emergency period for the calendar year, namely, the period that begins on the first day in the calendar year on which the emergency existed and that ends on the last day in the calendar year on which it existed,
 - (ii) the number of hours in the emergency period during which the unit operated, and
 - (iii) the information referred to in item 3 for each emergency period for, and any other period of, the calendar year; and
- (e) for an existing unit referred to in subsection 14(4) of these Regulations, the percentage of CO_2 emissions from the unit that are captured, transported and stored, along with supporting documents to establish the validity of that percentage.
- **5.** A copy of the auditor's report referred to in subsection 26(4) of these Regulations.
- **6.** If replacement data referred to in section 28 of these Regulations was used for a day or days for a given period referred to in subsection 28(1) of these Regulations during the calendar year,
 - (a) the reason for which data required to determine the value of an element of a formula set out in section 19 or any of sections 21 to 24 of these Regulations was not obtained and an explanation as to why that reason was out of the control of the responsible person;
 - (b) the element of the formula for which data was not obtained and the date of the day on which the data was not obtained and, if that data was not obtained for a period of several days, the dates of the days on which the period begins and ends; and
 - (c) the value determined for that element using replacement data, along with details of that determination, including
 - (i) the data used to make that determination for each period of one or several days,
 - (ii) the method used to obtain that data, and
 - (iii) in the case of a determination of the value of an element referred to in subsection 28(3) of these Regulations for a given period, a justification for the given period being used as the basis of that determination.

SCHEDULE 5 (Paragraphs 21 (2)(b) and 24 (1)(b) and (2)(c) and Subsection 24(4))

LIST OF FUELS

TABLE 1

SOLID FUELS

	Column 1	Column 2	Column 3
Item	Type of fuel	Default higher heating value (GJ/tonne) ¹	Default CO ₂ emission factor (kg CO ₂ /GJ)
1.	Bituminous Canadian coal – Western	25.6	86.1

- c) s'il s'agit d'un groupe de réserve, le facteur de capacité de ce groupe;
- d) s'il s'agit d'un groupe à l'égard duquel une exemption a été accordée au titre du paragraphe 7(4) du présent règlement :
 - (i) au cours de l'année civile en cause, la période qu'a duré la situation d'urgence, soit la date à laquelle la situation a débuté et celle à laquelle elle a pris fin,
 - (ii) le nombre d'heures au cours de la période visée au sousalinéa (i) pendant lesquelles le groupe était en service,
 - (iii) les renseignements visés à l'article 3 à l'égard de toute période visée au sous-alinéa (i) et de toute autre période au cours de l'année civile en cause;
- e) dans le cas d'un groupe existant visé au paragraphe 14(4) du présent règlement, le pourcentage des émissions de CO₂ provenant du groupe qui sont captées, transportées et séquestrées ainsi que les documents démontrant son exactitude.
- **5.** Une copie du rapport du vérificateur visé au paragraphe 26(4) du présent règlement.
- **6.** Renseignements sur les données de remplacement établies conformément à l'article 28 du présent règlement pour un jour donné au cours de l'année civile en cause, le cas échéant :
 - a) les raisons de l'absence de la donnée pour la variable visée à l'une des formules visées à l'article 19 ou à l'un des articles 21 à 24 du présent règlement et une justification établissant que cette absence était indépendante de la volonté de la personne responsable;
 - b) la variable pour laquelle la donnée n'a pas été obtenue et la date du jour en cause et, s'il s'agit d'une période de plusieurs jours, la date du début de cette période et la date à laquelle elle a pris fin;
 - c) la valeur de la variable visée à l'alinéa b) déterminée à l'aide de données de remplacement, et le détail de sa détermination, notamment :
 - (i) les données utilisées au cours de toute période d'un ou plusieurs jours pour établir la valeur de remplacement,
 - (ii) la méthode utilisée pour établir la donnée de remplacement,
 - (iii) dans le cas de la détermination de l'une ou l'autre des variables visées au paragraphe 28(3) du présent règlement, les raisons qui justifient toute période utilisée pour cette détermination.

ANNEXE 5 (alinéas 21(2)b) et 24(1)b) et (2)c) et paragraphe 24(4))

LISTE DES COMBUSTIBLES

Tableau 1

COMBUSTIBLES SOLIDES

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	
Article	Type de combustible	Pouvoir calorifique supérieur par défaut (GJ/tonne) ¹	Facteur d'émissions de CO ₂ par défaut (kg CO ₂ /GJ)	
1.	Charbon bitumineux canadien – Ouest	25,6	86,1	

SCHEDULE 5 — Continued

TABLE 1 — Continued

SOLID FUELS — Continued

ANNEXE 5 (suite)

TABLEAU 1 (suite)

COMBUSTIBLES SOLIDES (suite)

	Column 1	Column 2	Column 3		Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3
Item	Type of fuel	Default higher heating value (GJ/tonne) ¹	Default CO ₂ emission factor (kg CO ₂ /GJ)	Article	Type de combustible	Pouvoir calorifique supérieur par défaut (GJ/tonne) ¹	Facteur d'émissions de CO ₂ par défaut (kg CO ₂ /GJ)
2.	Bituminous Canadian coal – Eastern	27.9	82.1	2.	Charbon bitumineux canadien – Est	27,9	82,1
3.	Bituminous non-Canadian coal – U.S.	25.7	95.6	3.	Charbon bitumineux non canadien – ÉU.	25,7	95,6
4.	Bituminous non-Canadian coal – Other Countries	29.9	85.2	4.	Charbon bitumineux non canadien – autres pays	29,9	85,2
5.	Sub-bituminous Canadian coal – Western	19.2	89.9	5.	Charbon subbitumineux canadien – Ouest	19,2	89,9
6.	Sub-bituminous non-Canadiar coal – U.S.	n 19.2	95.0	6.	Charbon subbitumineux non canadien – ÉU.	19,2	95,0
7.	Coal – lignite	15.0	92.7	7.	Charbon – lignite	15,0	92,7
8.	Coal – anthracite	27.7	86.3	8.	Charbon – anthracite	27,7	86,3
9.	Coal coke and metallurgical coke	28.8	86.0	9.	Coke de charbon et coke métallurgique	28,8	86,0
10.	Petroleum coke from refineries	46.4	82.3	10.	Coke de pétrole (raffineries)	46,4	82,3
11.	Petroleum coke from upgraders	40.6	86.1	11.	Coke de pétrole (usines de valorisation)	40,6	86,1
12.	Municipal solid waste	11.5	86.0	12.	Déchets solides municipaux	11,5	86,0
13.	Tires	31.2	81.5	13.	Pneus	31,2	81,5
14.	Wood and wood waste1	19.0	88.0	14.	Bois et déchets ligneux ¹	19,0	88,0
15.	Agricultural byproducts ¹	17.0	112.0	15.	Sous-produits agricoles1	17,0	112,0
16.	Peat ¹	9.3	106.0	16.	Tourbe ¹	9,3	106,0

¹ The default higher heating values for wood and wood waste, agricultural byproducts and peat are on a totally dry basis. The default higher heating values for the other types of fuel are on a wet basis.

LIQUID FUELS

Table 2

	Column 1	Column 2	Column 3
Item	Type of fuel	Default higher heating value (GJ/kL)	Default CO ₂ emission factor (kg CO ₂ /GJ)
1.	Diesel	38.3	69.5
2.	Light fuel oil	38.8	70.2
3.	Heavy fuel oil	42.5	73.5
4.	Ethanol	21.0	64.9

TABLEAU 2

COMBUSTIBLES LIQUIDES

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	
Article	Type de combustible	Pouvoir calorifique supérieur par défaut (GJ/kL)	Facteur d'émissions de CO ₂ par défaut (kg CO ₂ /GJ)	
1.	Diesel	38,3	69,5	
2.	Mazout léger	38,8	70,2	
3.	Mazout lourd	42,5	73,5	
4.	Éthanol	21,0	64,9	

TABLE 3
GASEOUS FUELS

	Column 1	Column 2	Column 3
Item	Type of fuel	Default higher heating value (GJ/standard m ³)	Default CO ₂ emission factor (kg CO ₂ /GJ)
1.	Biogas (captured methane)	0.0281	49.4

TABLEAU 3

COMBUSTIBLES GAZEUX

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3
Article	Type de combustible	Pouvoir calorifique supérieur par défaut (GJ/m³ normalisés)	de CO2 par défaut
1.	Biogaz (méthane capté)	0,0281	49,4

Les valeurs du pouvoir calorifique supérieur du bois et des déchets ligneux, des sous-produits agricoles et de la tourbe sont établies sur une base anhydre. Celles des autres types de combustibles sont établies sur une base humide.

 $\label{eq:table 4} Table \, 4$ List of Fuels for the Purpose of Subsection 24(2)

TABLEAU 4

LISTE DE COMBUSTIBLES POUR L'APPLICATION
DU PARAGRAPHE 24(2)

	Column 1	Column 2	Column 3		Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3
Item	Type of fuel	Default higher heating value (GJ/kL) ²	Default CO ₂ emission factor (kg CO ₂ /GJ)	Article	Type de combustible	Pouvoir calorifique supérieur par défaut (GJ/kL) ²	Facteur d'émissions de CO ₂ par défaut (kg CO ₂ /GJ)
1.	Distillate fuel oil No.1	38.78	69.37	1.	Mazout léger n° 1	38,78	69,37
2.	Distillate fuel oil No. 2	38.50	70.05	2.	Mazout léger n° 2	38,50	70,05
3.	Distillate fuel oil No. 4	40.73	71.07	3.	Mazout lourd no 4	40,73	71,07
4.	Kerosene	37.68	67.25	4.	Kérosène	37,68	67,25
5.	Liquefied petroleum gases (LPG)	25.66	59.65	5.	Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	25,66	59,65
6.	Propane (pure, not mixtures of LPGs) ¹	25.31	59.66	6.	Propane (pur, pas un mélange de GPL) ¹	25,31	59,66
7.	Propylene	25.39	62.46	7.	Propylène	25,39	62,46
8.	Ethane	17.22	56.68	8.	Éthane	17,22	56,68
9.	Ethylene	27.90	63.86	9.	Éthylène	27,90	63,86
10.	Isobutane	27.06	61.48	10.	Isobutane	27,06	61,48
11.	Isobutylene	28.73	64.16	11.	Isobutylène	28,73	64,16
12.	Butane	28.44	60.83	12.	Butane	28,44	60,83
13.	Butylene	28.73	64.15	13.	Butylène	28,73	64,15
14.	Natural gasoline	30.69	63.29	14.	Essence naturelle	30,69	63,29
15.	Motor gasoline	34.87	65.40	15.	Essence à moteur	34,87	65,40
16.	Aviation gasoline	33.52	69.87	16.	Essence aviation	33,52	69,87
17.	Kerosene-type aviation	37.66	68.40	17.	Kérosène type aviation	37,66	68,40
18.	Pipeline quality natural gas	0.03793^2	50.12	18.	Gaz naturel de qualité pipeline	$0,03793^2$	50,12

¹ The default higher heating value and the default CO₂ emission factor for propane are only for pure gas propane. The product commercially sold as propane is to be considered LPG for the purpose of these Regulations.

SCHEDULE 6 (Subsection 26(4))

AUDITOR'S REPORT — INFORMATION REQUIRED

- 1. The name, civic address and telephone number of the responsible person.
- **2.** The name, civic address, telephone number and qualifications of the auditor and, if any, the auditor's fax number and email address.
 - **3.** The procedures followed by the auditor to assess whether
 - (a) the responsible person's use of the CEMS complied with the Quality Assurance/Quality Control manual referred to in section 6 of the Reference Method; and
 - (b) the responsible person complied with the Reference Method and the CEMS meets the specifications set out in the Reference Method, in particular, in its sections 3 and 4.

ANNEXE 6 (paragraphe 26(4))

RAPPORT DU VÉRIFICATEUR — RENSEIGNEMENTS À FOURNIR

- **1.** Les nom, adresse municipale et numéro de téléphone de la personne responsable.
- 2. Les nom, adresse municipale, numéro de téléphone et titres de compétence du vérificateur et, le cas échéant, son numéro de télécopieur et son adresse électronique.
 - 3. Les procédures utilisées par le vérificateur pour évaluer si :
 - *a*) l'utilisation du système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions par la personne responsable est conforme au manuel d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité visé à la section 6 de la Méthode de référence;
 - b) la personne responsable a suivi la Méthode de référence et si le système répond aux spécifications qui y sont prévues, notamment aux sections 3 et 4.

² The default higher heating value for pipeline quality natural gas is expressed in GI/standard m³

Le pouvoir calorifique supérieur par défaut et le facteur d'émissions de CO₂ par défaut pour le propane s'appliquent uniquement au gaz propane pur. Pour l'application du présent règlement, les produits commerciaux vendus comme étant du propane sont réputés être du gaz de pétrole liquéfié (GPL).

² Le pouvoir calorifique supérieur par défaut pour le gaz naturel de qualité pipeline est exprimé en GJ/m³ normalisés.

- 4. A declaration of the auditor's opinion as to whether
- (a) the responsible person's use of the CEMS complied with the Quality Assurance/Quality Control Manual referred to in section 6 of the Reference Method; and
- (b) the responsible person complied with the Reference Method and the CEMS has met the specifications set out in the Reference Method, in particular, in its sections 3 and 4.
- **5.** A statement of the auditor's opinion as to whether the responsible person has ensured that the Quality Assurance/Quality Control manual was updated in accordance with sections 6.1 and 6.5.2 of the Reference Method.

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(This statement is not part of the Regulations.)

1. Executive summary

Issue: Greenhouse gases (GHGs) contribute to climate change and the most significant source of anthropogenic GHG emissions is the combustion of fossil fuels. The emissions of GHGs have been increasing significantly since the industrial revolution and this trend is likely to continue if no action is taken.

In December 2009, the Government of Canada committed to a national greenhouse gas reduction target of 17% below 2005 levels by 2020, and inscribed this in the Copenhagen Accord. The 2020 target is aligned with that of Canada's largest trading partner, the United States (U.S.).

To achieve its target, the Government of Canada has established a comprehensive plan to reduce GHG emissions in all major emitting sectors, on a sector-by-sector basis. In moving forward with this plan, the Government of Canada published the proposed *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations* on August 27, 2011 (Canada Gazette, Part I [CGI], Vol. 145, No. 35).

In 2010, the latest year of emissions data available under Canada's National Inventory Report (NIR) under the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), total GHG emissions were about 6% (48 megatonnes [Mt]) below 2005 levels.

In the same year, GHG emissions from the electricity generation sector represented around 15% (101 Mt) of Canada's total emissions. Coal-fired electricity generation, which represents only 15% of total electricity generation, was responsible for 77 Mt of GHG emissions in Canada, about 77% of total electricity sector emissions.

http://ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=En&n=AC8F85A5 (Table S-2: Canada's GHG Emissions 1990-2010, by IPCCSector). Table references electricity and heat sector

- **4.** Une attestation portant qu'à son avis :
- *a*) l'utilisation du système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions par la personne responsable était conforme au manuel d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité visé à la section 6 de la Méthode de référence;
- b) la personne responsable a suivi la Méthode de référence et le système répondait aux spécifications qui y sont prévues, notamment aux sections 3 et 4.
- **5.** Une attestation du vérificateur portant qu'à son avis le manuel d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité a été mis à jour conformément aux sections 6.1 et 6.5.2 de la Méthode de référence.

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

(Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.)

1. Résumé

Enjeu : Les gaz à effet de serre (GES) contribuent aux changements climatiques et la source la plus importante d'émissions anthropiques de ces gaz est la combustion de combustibles fossiles. Les émissions de gaz à effet de serre ont augmenté considérablement depuis la révolution industrielle et cette tendance devrait se poursuivre si aucune mesure n'est prise.

En décembre 2009, le gouvernement du Canada s'est engagé à atteindre d'ici 2020 un objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'échelle nationale de 17 % par rapport aux niveaux de 2005, et a inscrit cet objectif dans l'Accord de Copenhague. L'objectif de 2020 est en harmonie avec celui du principal partenaire commercial du Canada, les États-Unis.

Pour atteindre son objectif, le gouvernement du Canada a élaboré un plan d'ensemble visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre dans tous les principaux secteurs émetteurs, et ce, en procédant secteur par secteur. Pour aller de l'avant avec ce plan, le gouvernement du Canada a publié le projet de Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon le 27 août 2011 (Partie I de la Gazette du Canada, Vol. 145, n° 35).

En 2010, d'après les données sur les émissions de la dernière année qui sont disponibles dans le cadre du Rapport d'inventaire national du Canada en vertu de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, les émissions canadiennes étaient d'environ 6 % (48 mégatonnes) inférieures aux niveaux de 2005.

Au cours de la même année, les émissions de gaz à effet de serre provenant du secteur de la production d'électricité ont représenté environ 15 % (101 mégatonnes) de l'inventaire des émissions du Canada¹. La production d'électricité à partir du charbon, qui représente seulement 15 % de la production totale d'électricité au Canada, était la cause de 77 mégatonnes d'émissions de gaz à effet de serre, soit environ 77 % des émissions totales du secteur de l'électricité.

http://ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=Fr&n=AC8F85A5 (Tableau S-2 : Émissions de GES du Canada de 1990 à 2010, selon les secteurs du GIEC). Le tableau renvoie aux secteurs de l'électricité et de la chaleur.

These Regulations addressing coal-fired electricity generation are a key part of meeting the Government of Canada's 2020 commitments under the Copenhagen Accord and ensuring that investments in new electricity generation infrastructure support long-term GHG emission reduction goals.

Description: The *Reduction of Carbon Dioxide Emissions* from Coal-fired Generation of Electricity Regulations (the Regulations) will set a stringent performance standard for new coal-fired electricity generation units and those that have reached the end of their useful life. The level of the performance standard will be fixed at 420 tonnes of carbon dioxide per gigawatt hour (CO₂/GWh). This approach will implement a permanent shift to lower- or non-emitting types of generation, such as high-efficiency natural gas, renewable energy, or fossil fuel-fired power with carbon capture and storage (CCS).

The performance standard of the Regulations will come into effect on July 1, 2015. Regulated entities will be subject to enforcement and compliance requirements and penalties as specified under the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA 1999).

The Government's approach to addressing climate change is based on the principle of maximizing environmental performance improvements while minimizing adverse economic impacts. The electricity industry is facing major capital stock turnover. A number of electricity generation facilities are reaching the end of their useful lives, and regulatory uncertainty would impede investments in new generation capacity. These Regulations provide industry with the certainty needed to make the necessary investments to continue to meet the growing need for electricity generation given projected economic growth, while at the same time delivering significant reductions in GHG emissions by regulating the phase-in of lower-emitting sources of generation.

The Regulations are designed to minimize stranded capital by targeting the point of capital stock turnover. For example, in the absence of regulations now, industry may build new standard coal-fired units to replace those due to retire in the coming years, and as a result would face much higher costs to reduce GHG emissions under potential, future regulations.

Consultation: Since publication of the Regulations in CGI, the Government has received a significant number of comments and has undertaken extensive consultations on both the details of the Regulations and the economic analysis. Overall, support was expressed for the proposed regulated performance standard but concerns were raised regarding the impact on specific units, or alignment with existing provincial regulatory programs. Among the non-governmental organizations

Ce règlement, qui aborde la question de la production d'électricité à partir du charbon, est un élément clé pour le respect des engagements de 2020 du gouvernement du Canada en vertu de l'Accord de Copenhague. Il permettra également de veiller à ce que les investissements dans les nouvelles infrastructures de production d'électricité appuient les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre à long terme.

Description : Le Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon (ci-après le « Règlement ») établira une norme de rendement stricte pour les groupes nouveaux de production d'électricité alimentés au charbon et ceux qui ont atteint la fin de leur vie utile. Le niveau de la norme de rendement sera fixé à 420 tonnes de dioxyde de carbone (CO₂) par gigawatt-heure (GWh). Cette approche permettra d'implanter un changement permanent pour des types de production d'énergie sans émissions ou à faibles émissions comme le gaz naturel à rendement élevé, les énergies renouvelables et la production d'énergie à partir de combustibles fossiles avec captage et séquestration de carbone (CSC).

La norme de rendement du Règlement entrera en vigueur le 1^{er} juillet 2015. Les entités réglementées seront alors soumises aux exigences de conformité et d'application de la loi, et aux amendes prévues dans la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [LCPE (1999)].

En ce qui concerne la lutte contre les changements climatiques, l'approche du gouvernement est fondée sur le principe qu'il faut améliorer le plus possible la performance environnementale tout en réduisant au minimum les conséquences économiques négatives. L'industrie de l'électricité est aux prises avec une importante rotation de son stock de capital. Un certain nombre d'installations de production d'électricité atteignent la fin de leur vie utile et l'incertitude réglementaire pourrait nuire aux investissements dans de nouvelles capacités de production. Le Règlement fournit à l'industrie la certitude dont celle-ci a besoin pour faire les investissements nécessaires afin de continuer à répondre aux besoins croissants en matière de production d'électricité vu la croissance économique prévue et, en même temps, il permettra une réduction considérable des émissions de gaz à effet de serre en réglementant la mise en œuvre progressive de sources de production d'énergie à faibles émissions.

Le Règlement est conçu de manière à réduire au minimum les capitaux non récupérables en ciblant le point de rotation du stock de capital. Par exemple, en l'absence d'un règlement, l'industrie risque de construire de nouveaux groupes standard alimentés au charbon pour remplacer ceux qui devront cesser leurs activités dans les années à venir et elle devra par conséquent faire face à des coûts bien plus élevés pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre dans le cadre de règlements éventuels futurs.

Consultation: Depuis la publication du Règlement dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, le gouvernement a reçu un nombre considérable de commentaires et entrepris de vastes consultations sur les détails du Règlement et l'analyse économique. Dans l'ensemble, la norme de rendement réglementaire proposée a reçu des appuis, mais des préoccupations ont été soulevées concernant les répercussions de groupes de production en particulier ou l'harmonisation avec les programmes de

(NGOs) consulted, some had questions regarding the regulatory approach in terms of the impact on GHG emission reductions. As well, significant changes to the underlying economic analysis were made as a result of productive consultations with provinces. This Regulatory Impact Analysis Statement (RIAS) outlines the final regulatory provisions, the updated cost-benefit analysis (CBA) that is a result of these consultations, and the Government's responses to major comments received.

Cost-benefit statement: The Regulations are estimated to result in a net reduction of approximately 214 Mt CO₂e of GHG emissions over the period 2015–2035. The Regulations result in significant climate change and air quality benefits; the present value of the benefits in 2015 is estimated at \$23.3 billion, due in part to the avoided costs of climate change of \$5.6 billion, avoided generation costs of \$7.2 billion, and health benefits of \$4.2 billion from reduced smog exposure associated with reduced risk of death, avoided emergency room visits and hospitalization for respiratory or cardiovascular problems. The analysis also assumes that the Regulations will spur investments in fossil fuel-fired power with carbon capture and storage (CCS) technology. Where the captured CO₂ is used for enhanced oil recovery (EOR) an additional net benefit of \$4.7 billion is expected as a result of incremental oil production.

The present value of the costs of the Regulations in 2015 is estimated at \$16.1 billion, largely due to the increased use of natural gas for fuel (\$8.0 billion), reduced net exports of electricity (\$0.3 billion), and incremental capital costs (\$1.9 billion). The net present value (NPV) of the Regulations in 2015 is estimated at \$7.3 billion (i.e. the benefits of the Regulations outweigh the costs by a margin of \$7.3 billion).²

The sensitivity analysis shows that the costs and benefits are sensitive to key variables such as fuel prices and the discount rate. However, under all the sensitivities that were analyzed, the NPV remained positive with the Regulations generating a net benefit. The results of the analysis are expressed in 2010 dollars and are discounted at 3% after 2015, when the Regulations take effect.

Distributional analysis: The largest GHG reductions from the utility sector are expected in Alberta (160 Mt), followed by Saskatchewan (45 Mt) and Nova Scotia (15 Mt). Avoided costs of climate change associated with provincial reductions are as follows: \$4.1 billion in Alberta; \$1.1 billion in Saskatchewan; and \$0.4 billion in Nova Scotia.

réglementation provinciaux existants. Parmi les organisations non gouvernementales consultées, certaines avaient des questions au sujet de l'incidence de l'approche réglementaire sur les réductions des émissions de gaz à effet de serre. De plus, des changements importants ont été apportés à l'analyse économique sous-jacente à l'issue des consultations avec les provinces. Le présent résumé de l'étude d'impact de la réglementation (RÉIR) donne un aperçu des dispositions réglementaires finales et de l'analyse coûts-avantages à jour qui découle de ces consultations, ainsi que les réponses du gouvernement aux principaux commentaires reçus.

Énoncé des coûts et avantages : On estime que le Règlement permettra une réduction nette des émissions de gaz à effet de serre, notamment du CO₂, d'environ 214 mégatonnes au cours de la période s'échelonnant de 2015 à 2035. Le Règlement entraînera d'importants avantages sur le plan des changements climatiques et de qualité de l'air. La valeur actuelle des avantages en 2015 est estimée à 23,3 milliards de dollars. Ces économies s'expliquent en partie par les coûts des changements climatiques de 5,6 milliards de dollars et les coûts de production de 7,2 milliards de dollars qui seront évités ainsi que les avantages pour la santé de 4,2 milliards de dollars, en raison d'une réduction de l'exposition au smog et donc d'une réduction des risques de décès, et des visites à l'urgence et des hospitalisations pour des problèmes respiratoires ou cardiovasculaires qui seront évitées. L'analyse présume également que le Règlement encouragera les investissements dans les technologies de production d'énergie à partir de combustibles fossiles avec captage et séquestration de carbone. Dans les cas où le CO₂ capté est utilisé pour la récupération assistée des hydrocarbures, un avantage net supplémentaire de 4,7 milliards de dollars est prévu en raison de la production accrue de pétrole.

La valeur actuelle des coûts du Règlement en 2015 est estimée à 16,1 milliards de dollars, notamment en raison de l'augmentation de l'utilisation du gaz naturel comme combustible (8,0 milliards de dollars), de la baisse nette des exportations d'électricité (0,3 milliard de dollars) et des coûts en capital supplémentaires (1,9 milliard de dollars). La valeur actualisée nette du Règlement en 2015 est estimée à 7,3 milliards de dollars (c'est-à-dire que les avantages du Règlement dépassent les coûts de 7,3 milliards de dollars)².

L'analyse de sensibilité montre que les coûts et les avantages sont sensibles à des variables clés telles que le prix des combustibles et le taux d'actualisation. Or, avec toutes les sensibilités qui ont été analysées, la valeur actualisée nette demeure positive et le Règlement génère un avantage net. Les résultats de l'analyse sont exprimés en dollars de 2010 et actualisés à 3 % après 2015, c'est-à-dire lorsque le Règlement entrera en vigueur.

Analyse de répartition: Dans le secteur des services publics, les réductions les plus importantes de gaz à effet de serre sont prévues en Alberta (160 mégatonnes), en Saskatchewan (45 mégatonnes) et en Nouvelle-Écosse (15 mégatonnes). Les coûts des changements climatiques qui peuvent être évités par des réductions provinciales des gaz à effet de serre sont les suivants: 4,1 milliards de dollars en Alberta, 1,1 milliard de dollars en Saskatchewan et 0,4 milliard de dollars en Nouvelle-Écosse.

² Numbers may not add up due to rounding.

² Les chiffres étant arrondis, leurs sommes ne correspondent pas nécessairement aux totaux.

The largest improvements in air quality from reduced smog exposure are expected to occur in Alberta and Saskatchewan, providing significant human health benefits to residents of those provinces of \$2.7 billion in Alberta, and \$0.6 billion in Saskatchewan. The net benefits associated with EOR of \$4.7 billion occur completely within Saskatchewan.

The distribution of net cost impacts is similar to the distribution of benefits across provinces. Alberta is expected to incur the largest increase in net generation costs (\$5.9 billion), followed by Saskatchewan (\$1.2 billion). Minimal impacts are expected in other provinces and territories.

Business and consumer impacts: Electricity prices in Canada are expected to increase in the future with or without the regulatory performance standard due to a shift towards natural gas. The Regulations are expected to have a very limited impact on gross domestic product (GDP), as the effects of slightly higher costs in electricity generation are offset by new oil production through enhanced oil recovery. For individual Canadians, the Regulations generate health and environmental benefits through improved air quality and reduced GHG emissions. The gradual phase-in of the Regulations defers most of the price effects to beyond 2020. This moderates the impact on consumers, and results in the share of household budget spent on electricity remaining relatively constant.

In the residential sector, the average annual change over the analytical period in residential electricity prices as a result of the performance standard is expected to have the greatest impacts in Alberta (1.61 cents per kilowatt hour [kWh]), Saskatchewan (0.74 cents/kWh), and Nova Scotia (0.76 cents/kWh). It is expected that the price increases from the Regulations will be passed on to consumers in proportion to their consumption. Households that consume more (or less) than the average would pay proportionately more (or less) of the total costs.

The Regulations will also have a similar impact on electricity prices in the industrial sector with average annual changes in electricity prices of 1.61 cents/kWh in Alberta, 0.82 cents/kWh in Saskatchewan, and 0.76 cents/kWh in Nova Scotia. These incremental price increases are not expected to have significant impacts on the industrial sector in Canada. In general, Canada has low electricity rates relative to many of its global competitors, and long-term trends continue to show that the sector is using less energy for each unit of economic output.

Domestic and international coordination and cooperation: The Regulations will help move Canada towards the Government's stated commitment to reduce GHG emissions to 17% below 2005 levels by 2020, which was inscribed in the Copenhagen Accord and is in alignment with the U.S. target.

On s'attend à ce que ce soit en Alberta et en Saskatchewan que les améliorations de la qualité de l'air attribuables à une diminution de l'exposition au smog soient les plus importantes, ce qui aura d'importants avantages pour la santé des résidents de ces provinces, soit de l'ordre de 2,7 milliards de dollars en Alberta et de 0,6 milliard de dollars en Saskatchewan. La Saskatchewan est la seule province qui tire avantage de la récupération assistée des hydrocarbures (4,7 milliards de dollars).

Dans les provinces, la distribution de l'incidence des coûts nets est semblable à la distribution des avantages. L'Alberta devrait connaître la plus forte hausse des coûts nets de production (5,9 milliards de dollars), suivie de la Saskatchewan (1,2 milliard de dollars). Des répercussions minimales sont prévues dans les autres provinces et territoires.

Incidences sur les entreprises et les consommateurs : Les prix de l'électricité au Canada devraient augmenter dans l'avenir avec ou sans la norme de rendement réglementaire en raison de la tendance vers le gaz naturel. Le Règlement devrait avoir une incidence très limitée sur le produit intérieur brut (PIB) étant donné que les effets des coûts légèrement plus élevés de la production d'électricité seront compensés par la nouvelle production de pétrole par récupération assistée des hydrocarbures. Pour la population canadienne, le Règlement comporte des avantages pour la santé et l'environnement grâce à l'amélioration de la qualité de l'air, mais il se traduit aussi par une réduction des émissions de gaz à effet de serre. La mise en œuvre progressive du Règlement reporte la plupart des conséquences de la hausse des prix au-delà de 2020. Cela permet de modérer les répercussions sur les consommateurs et fait en sorte que la part du budget des ménages qui est consacrée à l'électricité reste relativement constante.

Dans le secteur résidentiel, c'est en Alberta (1,61 cent par kilowatt-heure [kWh]), en Saskatchewan (0,74 cent/kWh) et en Nouvelle-Écosse (0,76 cent/kWh) que la variation annuelle moyenne des prix de l'électricité résidentielle attribuable à la norme de rendement devrait avoir le plus de répercussions au cours de la période d'analyse. On s'attend à ce que les augmentations de prix soient refilées aux consommateurs proportionnellement à leur consommation. Les ménages qui consomment plus (ou moins) que la consommation moyenne paieraient proportionnellement plus (ou moins) des coûts totaux

Le Règlement aura aussi une incidence semblable sur les prix de l'électricité dans le secteur industriel avec des variations annuelles moyennes des prix de l'électricité de 1,61 cent/kWh en Alberta, 0,82 cent/kWh en Saskatchewan et 0,76 cent/kWh en Nouvelle-Écosse. Ces augmentations de prix progressives ne devraient pas avoir de répercussions importantes sur le secteur industriel au Canada. En général, le Canada a des tarifs d'électricité faibles par rapport à beaucoup de ses concurrents mondiaux et les tendances à long terme continuent de montrer que le secteur consomme moins d'énergie pour chaque unité de production économique.

Coordination et coopération à l'échelle nationale et internationale: Le Règlement aidera le Canada à respecter l'engagement exprimé par le gouvernement qui consiste à réduire d'ici 2020 les émissions de gaz à effet de serre de 17 % par rapport au niveau de 2005, qui a été inscrit dans l'Accord de

It also produces significant longer-term emissions reductions, supporting global action to reduce GHG emissions. Impacts on international trade agreements are not expected, and within the domestic market, the Regulations reinforce the significant commitments that have already been made by provinces (in particular, Ontario and Nova Scotia) to reduce emissions from coal-fired electricity generation.

Further, the Government of Canada is following an approach to climate change that is broadly aligned with that of the U.S. The U.S. Environmental Protection Agency (EPA) recently released a GHG performance standard that covers new power plants. It also has a permitting process in place for new and modified facilities that can establish even more stringent limits. Finally, while U.S. GHG requirements do not address existing coal-fired electricity plants, the EPA has finalized stringent air pollutant requirements for these plants.

2. Background

The Government has made a commitment, inscribed in the Copenhagen Accord, to reduce domestic greenhouse gas (GHG) emissions by 17% from their 2005 level by 2020. In the 2010 Speech from the Throne, the Government of Canada committed to continuing to take steps to fight climate change by leading the world in clean electricity generation, and reiterated this support for clean energy projects in the 2011 Speech.

The Government of Canada's approach to addressing climate change is to follow a sector-by-sector regulatory plan to reduce emissions. These Regulations addressing coal-fired electricity generation are a key part of that plan. The Government's approach is designed to achieve both environmental and economic objectives. Given the highly integrated North American economy, the Government of Canada has followed an approach to address climate change that is broadly aligned with that of the United States.

Environment Canada first announced its intention to reduce GHG emissions in the electricity sector on June 23, 2010. On August 27, 2011, the Government of Canada published proposed Regulations in the *Canada Gazette*, Part I. The proposed regulatory approach applied a stringent performance standard to new coal-fired units and units that have reached the end of their useful life. At the same time it took into account the unique circumstances of individual provinces and specific industry units in order to maintain Canadian competitiveness while achieving real reductions in GHGs.

Publication of the proposed Regulations in CGI initiated a 60-day comment period. Over 5 000 submissions were received during this time, including submissions from 4 provincial governments, 16 electricity industry corporations or system operators, 17 other industry corporations or associations, and 6 NGOs. The

Copenhague et qui est harmonisé avec l'objectif des États-Unis. Il permet également des réductions des émissions à plus long terme, ce qui contribue aux mesures de réduction des émissions de gaz à effet de serre prises à l'échelle mondiale. On ne s'attend à aucune répercussion sur les accords commerciaux internationaux et dans le cadre du marché intérieur le Règlement renforce les engagements importants qui ont déjà été pris par les provinces (en particulier, en Ontario et en Nouvelle-Écosse) afin de réduire les émissions provenant de la production d'électricité à partir du charbon.

De plus, le gouvernement du Canada a adopté une approche en matière de changements climatiques qui est de manière générale alignée sur celle des États-Unis. L'Environmental Protection Agency des États-Unis a récemment publié une norme de rendement relative aux gaz à effet de serre qui s'applique aux nouvelles centrales électriques. L'organisme a également mis en place un processus de délivrance de permis pour les nouvelles installations et les installations faisant l'objet de modifications qui permet d'établir des limites encore plus strictes. Enfin, bien que les exigences en matière de gaz à effet de serre des États-Unis ne tiennent pas compte des centrales électriques alimentées au charbon existantes, l'Environmental Protection Agency des États-Unis a établi pour ces groupes des exigences strictes pour les polluants atmosphériques.

2. Contexte

Le gouvernement a pris l'engagement, inscrit dans l'Accord de Copenhague, de réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 17 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2020. Dans son discours du Trône de 2010, le gouvernement du Canada s'est engagé à continuer de prendre des mesures pour lutter contre les changements climatiques en devenant un chef de file mondial dans le domaine de la production d'électricité propre. Il a réitéré son soutien envers les projets liés à l'énergie propre dans son discours de 2011

L'approche du gouvernement du Canada dans la lutte contre les changements climatiques consiste à suivre un plan réglementaire par secteurs pour réduire les émissions. Ce règlement, qui aborde la production d'électricité à partir du charbon, est un élément clé du plan. L'approche du gouvernement est conçue pour atteindre les objectifs environnementaux et économiques du Canada. Étant donné le caractère hautement intégré de l'économie nordaméricaine, le gouvernement du Canada a suivi une approche visant à lutter contre les changements climatiques qui est de manière générale alignée sur celle des États-Unis.

Environnement Canada a d'abord annoncé son intention de réduire les émissions de gaz à effet de serre dans le secteur de l'électricité le 23 juin 2010. Le 27 août 2011, le gouvernement du Canada a publié un projet de règlement dans la Partie I de la *Gazette du Canada*. L'approche réglementaire proposée applique une norme de rendement stricte aux groupes nouveaux alimentés au charbon et aux groupes qui ont atteint la fin de leur vie utile. En même temps, elle tient compte des circonstances particulières de chaque province et de chaque groupe de l'industrie afin de maintenir la position concurrentielle du Canada tout en obtenant une réduction réelle des gaz à effet de serre.

La publication du projet de règlement dans la Partie I de la *Gazette du Canada* a lancé une période de consultation publique de 60 jours. Plus de 5 000 commentaires ont été reçus au cours de cette période. Ceux-ci incluent les commentaires de 4 gouvernements provinciaux, 16 corporations de l'industrie électrique ou

remainder of comments came from the general public, primarily through the use of form letters available on various Web sites. Based on these comments and extensive discussions with industry and provinces, certain refinements have been implemented for the Regulations. These refinements provide some greater flexibility to industry, while respecting the CGI regulatory framework and maintaining the contribution of the Regulations to Canada's Copenhagen target.

3. Issue

Greenhouse gases contribute to climate change and the most significant source of anthropogenic GHG emissions is the combustion of fossil fuels. The emissions of GHGs have been increasing significantly since the industrial revolution and this trend is likely to continue if no action is taken.

Looking to the latest year of emissions data available under Canada's National Inventory Report under the UNFCCC, Canadian emissions of GHGs in 2010 were about 6% below 2005 levels (48 Mt). In 2010, GHG emissions from the electricity generation sector contributed around 15% (101 Mt) to Canada's inventory of emissions. Coal-based electricity, which represents 15% of total electricity generation in Canada, was responsible for 77 Mt of GHG emissions, about 77% of total electricity sector emissions.

The electricity industry is facing major capital stock turnover decisions and major new investments are inevitable over the coming years. As of January 2012, there are 45 operating coal units in Canada. However, nearly two thirds of Canada's coal-fired electricity generation present in 2010 — some 28 coal-fired units — are forecasted to cease operations by 2025. Regulatory certainty with respect to emissions requirements from electricity generation will facilitate investments in new, low- or non-emitting generation facilities at a low incremental cost, and at the same time ensure that investment decisions do not lead to stranded assets in the future. For example, in the absence of regulations now, industry may build new standard coal-fired units to replace those due to retire in the coming years, and as a result would face much higher costs to reduce GHG emissions under potential future regulations.

4. Objectives

The Government's approach to addressing climate change is based on the principle of maximizing environmental performance improvements while minimizing adverse economic impacts. In 2005, Canada's total GHG emissions were 740 Mt, representing about 2% of global GHG emissions. The Government of Canada is committed to reducing Canada's total GHG emissions to 17% below its 2005 levels by 2020, a target that is inscribed in the Copenhagen Accord and aligned with that of the United States. Federal and provincial policies to date and the impact of the coal-fired electricity Regulations will contribute to 25% of the reductions required to meet Canada's 2020 target.

exploitants de système, 17 autres corporations industrielles ou associations et 6 organisations non gouvernementales. Les autres commentaires sont venus du public, surtout par l'utilisation de lettres types disponibles sur des sites Internet. À la lumière de ces commentaires et des discussions approfondies avec l'industrie et les provinces, certaines améliorations ont été mises en œuvre pour ce règlement. Ces améliorations fournissent une souplesse accrue à l'industrie, tout en respectant le cadre réglementaire de la Partie I de la *Gazette du Canada* et en maintenant la contribution du Règlement aux cibles du Canada dans le cadre de l'Accord de Copenhague.

3. Enjeux/problèmes

Les gaz à effet de serre contribuent aux changements climatiques et la source la plus importante d'émissions anthropiques de ces gaz est la combustion de combustibles fossiles. Les émissions de gaz à effet de serre ont augmenté de façon significative depuis la révolution industrielle, et cette tendance devrait se poursuivre si aucune mesure n'est prise.

D'après les données sur les émissions de la dernière année qui sont disponibles dans le cadre du Rapport d'inventaire national du Canada en vertu de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, les émissions canadiennes de 2010 étaient d'environ 6 % inférieures aux niveaux de 2005 (48 mégatonnes). En 2010, les émissions de gaz à effet de serre provenant du secteur de la production d'électricité ont contribué à environ 15 % (101 mégatonnes) de l'inventaire des émissions du Canada. La production d'électricité à partir du charbon, qui représente 15 % de la production totale d'électricité au Canada, était la cause de 77 mégatonnes d'émissions de gaz à effet de serre, soit environ 77 % des émissions totales du secteur de l'électricité.

L'industrie de l'électricité doit prendre des décisions importantes en ce qui concerne la rotation de son stock de capital et de nouveaux investissements importants sont inévitables dans les années à venir. Cependant, près des deux tiers des groupes de production d'électricité alimentés au charbon au Canada en 2010, soit 28, arrêteront leurs opérations d'ici 2025. Une certitude en matière de réglementation en ce qui a trait aux exigences relatives aux émissions issues de la production d'électricité permettra de faciliter les investissements à un faible coût supplémentaire dans de nouvelles installations de production à faibles émissions ou à émissions nulles et, en même temps, de faire en sorte que les décisions en matière d'investissement n'engendrent pas d'actifs délaissés à l'avenir. Par exemple, en l'absence d'un règlement, l'industrie risque de construire des groupes nouveaux standard alimentés au charbon pour remplacer ceux qui devront cesser leurs activités dans les années à venir et elle devra par conséquent faire face à des coûts bien plus élevés pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre dans le cadre de règlements éventuels futurs.

4. Objectifs

En ce qui concerne la lutte contre les changements climatiques, l'approche du gouvernement est fondée sur le principe qu'il faut améliorer le plus possible la performance environnementale tout en réduisant au minimum les conséquences économiques négatives. En 2005, les émissions totales de gaz à effet de serre au Canada ont atteint 740 mégatonnes, ce qui représente environ 2 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre. Le gouvernement du Canada s'est engagé à réduire les émissions totales de gaz à effet de serre du Canada de 17 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2020, un objectif qui est inscrit dans l'Accord de Copenhague et qui est harmonisé avec celui des États-Unis. Les politiques

The Government of Canada is also following an approach to climate change that is broadly aligned with that of the U.S. The U.S. EPA has introduced GHG and air pollutant rules that industry analysts expect will result in the closure of a significant number of their oldest coal-fired units (see section 11 for more details).

To secure the reductions in emissions from electricity generation in support of Canada's target, the Government is publishing the *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations*. The objective of the Regulations is to ensure a permanent transition from high-emitting coal-fired electricity generation to low- or non-emitting generation such as renewable energy, high-efficiency natural gas, or thermal power with carbon capture and storage (CCS).

5. Description

5.1 The Regulations

The Regulations, made under CEPA 1999, will apply a performance standard to new coal-fired electricity generation units and to old units that have reached the end of their useful life. The performance standard element of the Regulations will come into effect on July 1, 2015. This ensures that no new high-emitting coal-fired electricity units will be built in Canada.

Under the Regulations, the performance standard is set at the emissions intensity level with consideration of natural gas combined cycle technology — a high-efficiency type of natural gas generation — and will be fixed at 420 tonnes of CO₂/GWh. The standard will address emissions of CO₂ from the combustion of coal, coal derivatives (e.g. syngas) and petroleum coke (petcoke), and from all fuels burned in conjunction with any of the preceding fuel, except for biomass.

The Regulations address only CO₂ because GHG emissions from the electricity sector, including coal-fired electricity generation, are approximately 98 % CO₂.

The performance standard will be applied to new and old coal-fired electricity generation units. Under the Regulations, new units are those which start producing electricity commercially on or after July 1, 2015. Old units are, in general, those units that have reached 50 years since starting to produce electricity commercially. However, as a transition measure, old units that were commissioned

- before 1975 will reach their end-of-life after 50 years of operation or at the end of 2019, whichever comes earlier; and
- after 1974 but before 1986 will reach their end-of-life after 50 years of operation or at the end of 2029, whichever comes earlier.

fédérales et provinciales à ce jour et l'incidence du Règlement en matière de production d'électricité à partir du charbon contribueront à 25 % des réductions qui sont nécessaires pour atteindre la cible du Canada de 2020.

Le gouvernement du Canada a également adopté une approche en matière de changements climatiques qui est de manière générale alignée sur celle des États-Unis. L'Environmental Protection Agency des États-Unis a mis en place des règles liées aux gaz à effet de serre et aux polluants atmosphériques qui, d'après les analystes de l'industrie, devraient entraîner la fermeture d'un nombre important des plus anciens groupes de production d'électricité alimentés au charbon (voir la section 11 pour plus de détails).

Pour obtenir des réductions des émissions provenant de la production d'électricité à l'appui de la cible du Canada, le gouvernement publie aujourd'hui le *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone*— secteur de l'électricité thermique au charbon. L'objectif du Règlement est de veiller à une transition permanente des groupes de production d'électricité alimentés au charbon à fortes émissions à des groupes de production d'électricité à faibles émissions ou à émissions nulles, par exemple les énergies renouvelables, le gaz naturel à rendement élevé ou l'énergie thermique avec captage et séquestration de carbone.

5. Description

5.1 Le Règlement

Le Règlement, pris en vertu de la LCPE (1999), appliquera une norme de rendement pour les nouveaux groupes de production d'électricité alimentés au charbon et les groupes qui ont atteint la fin de leur durée de vie utile. La norme de rendement du Règlement entrera en vigueur à compter du 1^{er} juillet 2015. Cela permettra de veiller à ce qu'aucun groupe de production d'électricité alimenté au charbon et à fortes émissions ne sera construit au Canada.

En vertu du Règlement, la norme de rendement sera établie au niveau de l'intensité des émissions, en tenant compte de la technologie du cycle combiné pour la production au gaz naturel (un type de production au gaz naturel très efficace), et sera fixée à 420 tonnes de dioxyde de carbone (CO_2) par gigawatt-heure (GWh). Cette norme permettra de traiter des émissions de CO_2 provenant de la combustion du charbon, des dérivés du charbon (par exemple le gaz de synthèse), du coke de pétrole et de tous les carburants brûlés conjointement à tout carburant précédent, à l'exception de la biomasse.

Le Règlement ne porte que sur le CO₂, car les émissions de gaz à effet de serre issues du secteur de l'électricité, y compris la production d'électricité alimentée au charbon, sont constituées d'environ 98 % de CO₂.

La norme de rendement s'appliquera aux nouveaux groupes et aux groupes de production d'électricité alimentés au charbon en fin de vie utile. En vertu du Règlement, les nouveaux groupes sont ceux qui commencent à produire de l'électricité à compter du 1^{er} juillet 2015 ou après. Les groupes en fin de vie utile sont, en général, ceux qui ont atteint 50 années de production d'électricité à des fins commerciales. Cependant, à titre de mesure de transition, les groupes en fin de vie utile mis en fonction :

 avant 1975 atteindront leur fin de vie utile après 50 ans d'exploitation ou à la fin de 2019, selon la date qui est antérieure à l'autre; Flexibilities will be made available to ensure the integrity of the electricity system, all the while maintaining environmental objectives of emission reductions. These flexibilities are available through application and are subject to ministerial approval. In particular, these flexibilities include the following components:

- New and old units will be able to apply for a temporary deferral until January 1, 2025, from the application of the performance standard if they incorporate technology for CCS. Units that are granted this deferral must meet a number of regulated implementation/construction milestones and submit implementation reports on progress made with respect to these milestones.
- Existing units that employ CCS technology before they are required to meet the performance standard will be able to transfer a two-year deferral from the performance standard to old units in recognition for early action.
- Through the substitution provision, existing units that permanently shut down or meet the performance standard early can transfer a deferral to an old unit.
- An exemption to meeting the performance standard under emergency circumstances will be available where there is a disruption, or a significant risk of disruption, to the electricity supply.

Of the above described elements of these Regulations, the following notable areas were revised based on comments received after the publication of the proposed Regulations in CGI:

- The level of the performance standard was raised from the proposed 375 tonnes of CO₂/GWh to 420 tonnes/GWh.
- The definition of useful life was revised to include a phased-in approach based on the unit's commissioning date, where previously in CGI this definition included consideration of Power Purchase Arrangements (PPAs).
- The regulated milestones for the carbon capture and storage deferral are now the same for both new and old units.
- Existing units that begin capturing before they are required to can transfer an additional six months more than what was proposed in CGI to an old unit in recognition for early action.
- The substitution provision was broadened to recognize existing units that shut down prior to being subject to the performance standard.

In addition, these Regulations no longer require regulatees to report for the two years prior to when the unit would reach their end of useful life and have to meet the performance standard. This amendment significantly reduces the administrative burden of these Regulations, particularly for those units that intend to close prior to when the performance standard would apply to them.

• après 1974, mais avant 1986, atteindront leur fin de vie utile après 50 ans d'exploitation ou à la fin de 2029, selon la date qui est antérieure à l'autre.

Des mesures de souplesse seront disponibles afin de garantir l'intégrité des systèmes électriques tout en maintenant les objectifs environnementaux de la réduction des émissions. Ces mesures de souplesse, qui sont disponibles sur présentation d'une demande et assujetties à l'approbation ministérielle, comprennent en particulier les éléments suivants :

- Les nouveaux groupes et les groupes en fin de vie utile pourront demander un report temporaire jusqu'au 1^{er} janvier 2025 à partir de l'application de la norme de rendement, s'ils intègrent la technologie pour le captage et la séquestration du carbone. Les groupes auxquels on aura accordé ce report devront satisfaire à un certain nombre de jalons de mise en œuvre et de construction réglementés, et soumettre un rapport sur les progrès réalisés à l'égard de ces jalons.
- Les groupes existants qui utilisent la technologie de captage et de séquestration du carbone avant de devoir respecter la norme de rendement pourront effectuer un report de deux ans de cette dernière à des groupes en fin de vie utile à titre de reconnaissance des mesures prises précocement.
- Par l'intermédiaire de la disposition de substitution, les groupes existants qui cessent leurs activités ou qui se conforment tôt à la norme de rendement peuvent transférer un report à un groupe en fin de vie utile.
- Une exemption du respect de la norme de rendement dans les situations d'urgence pourra être accordée lorsqu'il y a une interruption ou un grand risque d'interruption de l'approvisionnement en électricité.

Parmi les éléments de ce règlement décrits ci-dessus, les domaines notables suivants ont été révisés d'après les commentaires reçus après la publication de la proposition de règlement dans la Partie I de la *Gazette du Canada*:

- Le niveau de la norme de rendement a été rehaussé des 375 tonnes proposées de CO₂/GWh à 420 tonnes/GWh.
- La définition d'une vie utile a été revue pour y inclure une approche progressive basée sur la date de mise en fonction du groupe; précédemment, dans la Partie I de la Gazette du Canada, cette définition comportait la prise en compte des accords d'achat d'énergie (AAE).
- Les jalons réglementés pour le report du captage et séquestration de carbone sont désormais les mêmes pour les nouveaux groupes et les groupes en fin de vie utile.
- Les groupes existants qui commencent le captage avant d'être tenus de le faire peuvent transférer six mois supplémentaires par rapport à ce qui était proposé dans la Partie I de la Gazette du Canada à un groupe en fin de vie utile à titre de reconnaissance des mesures prises précocement.
- La disposition de substitution a été élargie pour reconnaître les groupes existants qui cessent leurs activités avant d'être soumis à la norme de rendement.

De plus, ce règlement n'exige plus que les entités réglementées produisent un rapport pour les deux années précédant le moment où le groupe atteindrait sa fin de vie utile et devrait respecter la norme de rendement. Cette modification réduit fortement le fardeau administratif de ce règlement, en particulier pour ces groupes qui ont l'intention de fermer avant que la norme de rendement s'applique à eux.

In their entirety, the Regulations are designed to

- Require a stringent performance standard that units must meet, which encourages investment in cleaner forms of electricity generation;
- Provide flexibility in not specifying a technology or fuel that must be used, thus allowing for innovation and technology development, which will drive down costs of implementing the standard:
- Take advantage of existing anticipated capital stock turnover cycles in order to ensure that new investments do not strand existing capital, again helping to minimize costs; and
- Limit costs through a gradual application over time, in line with when units reach their end of useful life and utilities have recovered their initial investment costs.

5.2 Electricity sector

The Regulations focus on coal-fired electricity generation in Canada. To assist in understanding the scope and impacts of the Regulations, the following analysis provides a profile of Canada's electricity generation sector and the place of coal-fired generation within it. It also examines some of the key features of the sector relating to generation capacity and fuel mix, interprovincial and international electricity flows, and electricity demand, all of which will have a bearing on the assessment of the impacts of the Regulations.

5.2.1 Electricity generators

The Canadian electricity generation industry is composed of utility and non-utility generators that produce electricity by transforming the energy in water, coal, natural gas, refined petroleum products, miscellaneous other fuels, biomass, nuclear, wind and solar resources into energy. The process of supplying electricity to the public involves not only power generation at the plant, but also distribution through the electricity grid.

Overall, electricity generation in 2010 was 542 900 GWh, a decrease of about 2% from the 556 500 GWh observed in 2005. In 2010, hydroelectric power produced 59% of Canada's total electricity, followed by nuclear (16%), coal (15%), and natural gas (7%), while refined petroleum products (RPPs), other fuels, and other sources such as wind and bioenergy accounted for the remainder (3%).

Internationally, Canada has a relatively low GHG intensity for producing electricity due to approximately 75% of the generation mix coming from non-emitting sources (see Table 1). In comparison, the U.S. has a much higher intensity due to its predominately fossil fuel-oriented system.

5.2.2 Regional trends — Generation and Source

The trends reported below³ are based on utility generators, which represent about 92% of total generation (the remainder are

³ Source: National Inventory Report — Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada, Part 3, 1990-2009 (2011), Environment Canada. Dans son intégralité, le Règlement vise à :

- exiger une norme de rendement stricte que doivent respecter les groupes, et qui encourage les investissements dans les formes de production d'électricité propre;
- offrir une flexibilité en ne précisant pas une technologie ou un combustible devant être utilisés, permettant ainsi l'innovation et le développement de technologies. Cela permettra également de réduire les coûts de mise en œuvre de la norme;
- tirer parti des cycles existants de rotation du capital prévu afin de garantir que les nouveaux investissements ne bloquent pas les capitaux existants, aidant une fois de plus à minimiser les coûts;
- limiter les coûts en les appliquant progressivement au fil du temps, en respectant le moment où les groupes atteignent leur fin de sa vie utile et lorsque les installations ont amorti leur investissement initial.

5.2 Secteur de l'électricité

Le Règlement se concentre sur la production d'électricité alimentée au charbon au Canada. Afin d'aider à comprendre la portée et les répercussions du Règlement, l'analyse suivante fournit un profil du secteur de l'électricité au Canada et la place qu'y occupe la production d'électricité au charbon. Cette analyse porte également sur les caractéristiques clés du secteur en ce qui concerne la capacité de production et la combinaison de combustibles, l'alimentation électrique à l'échelle interprovinciale et internationale, ainsi que la demande d'électricité, qui auront toutes une incidence sur l'évaluation des répercussions du Règlement.

5.2.1 Producteurs d'électricité

L'industrie de production d'électricité au Canada est composée de producteurs des services publics et de producteurs indépendants qui transforment l'énergie de l'eau, du charbon, du gaz naturel, des produits pétroliers raffinés, de divers autres combustibles, de la biomasse, de l'énergie nucléaire, de l'énergie éolienne et des ressources solaires en électricité. Le processus d'approvisionnement du public en électricité nécessite non seulement la production d'électricité dans une usine, mais aussi sa distribution au moyen du réseau de distribution d'électricité.

Dans l'ensemble, la production d'électricité en 2010 était de 542 900 GWh, soit une baisse d'environ 2 % par rapport aux 556 500 GWh observés en 2005. En 2010, l'énergie hydroélectrique constituait 59 % de la totalité de l'électricité produite au Canada, suivie de l'énergie nucléaire (16 %), du charbon (15 %) et du gaz naturel (7 %), le reste (3 %) provenant des produits pétroliers raffinés, des autres combustibles et des autres sources telles que l'énergie éolienne et la bioénergie.

À l'échelle internationale, le Canada présente une intensité de gaz à effet de serre relativement faible concernant la production d'électricité, car environ 75 % de la production d'électricité proviennent de sources sans émissions (tableau 1). En comparaison, les États-Unis présentent une intensité bien plus élevée en raison de leur système principalement orienté vers les combustibles fossiles.

5.2.2 Tendances régionales — Production et source

Les tendances indiquées ci-dessous³ sont fondées sur les producteurs des services publics qui représentent environ 92 % de la

³ Source: Rapport d'inventaire national: 1990-2009, Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada, partie 3, 2011, Environnement Canada.

non-utility generators, which do not directly serve the public — they generate electricity for their own end-use or for sale in wholesale markets). Coal-fired electricity generation currently does not represent any of the non-utility combustion-generation mix.

Figure 1 provides a breakdown of electricity generation by region and by source for the years 2005 and 2010. Coal-fired electricity sources are more significant in Alberta and Saskatchewan, due to access to abundant coal resources. Hydro provides the majority of electricity generation in the provinces of Quebec, British Columbia, Manitoba, and Newfoundland and Labrador. In Ontario and the Atlantic region, the electricity generation mix is fairly diverse, with nuclear power providing the greatest percentage of the supply in Ontario. In terms of total generation, Quebec and Ontario have by far the highest generation totals — combined, they produced 316 500 GWh (59%) of Canada's electricity supply in 2010. They are followed by Alberta (about 57 200 GWh) and British Columbia (about 48 200 GWh), then by Newfoundland and Labrador (40 500 GWh).

production totale (le reste étant des producteurs indépendants qui ne desservent pas directement les services publics, mais qui produisent de l'électricité pour leur propre usage ou en vue de la vendre sur les marchés de gros). À l'heure actuelle, la production d'électricité alimentée au charbon ne fait pas partie des sources de combustion utilisées par les producteurs indépendants.

La figure 1 présente une répartition de la production d'électricité par région et par source pour les années 2005 et 2010. Les sources d'électricité alimentées au charbon sont plus importantes en Alberta et en Saskatchewan à cause d'un accès facile aux ressources abondantes de charbon. L'hydroélectricité fournit la majorité de la production d'électricité dans les provinces du Québec, de la Colombie-Britannique, du Manitoba, et de Terre-Neuve-et-Labrador. En Ontario et dans la région de l'Atlantique, les sources de production d'électricité sont assez diversifiées, avec l'énergie nucléaire constituant le plus grand pourcentage de l'approvisionnement en Ontario. Pour ce qui est de la production totale, le Québec et l'Ontario affichent de loin les productions totales les plus élevées; combinées, les deux provinces ont produit 316 500 GWh (59 %) de l'électricité du Canada en 2010. Elles sont suivies de l'Alberta (environ 57 200 GWh), de la Colombie-Britannique (environ 48 200 GWh) et de Terre-Neuve-et-Labrador (40 500 GWh).

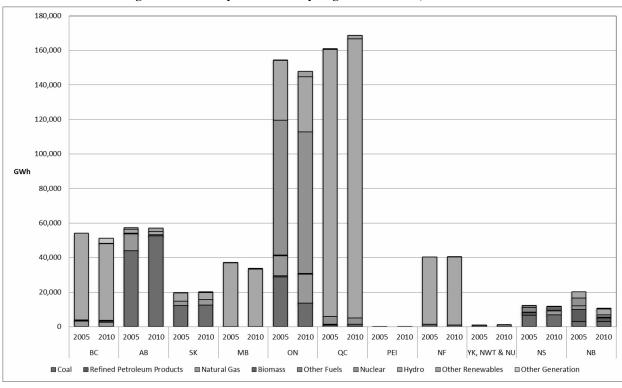


Figure 1: Electricity Generation by Region and Source, 2005 and 2010

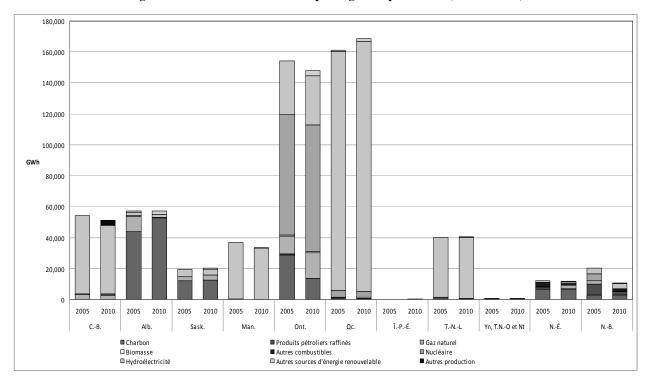


Figure 1 : Production d'électricité par région et par source (2005 et 2010)

Overall, national electricity generation has decreased since 2005; however, electricity generation has increased since 2005 in some provinces, such as Saskatchewan (3%) with expanded use of coal and natural gas, and Quebec (5%) with expanded hydro generation, biomass, and other renewables. In Manitoba, a 9% decrease coincided with reductions in coal and hydro generation and increases in other renewable generation, while in Ontario, a 4% decrease in generation coincided with increased nuclear power, and a significant increase in the use of natural gas and other renewable generation. There was also a reduction in generation from coal, refined petroleum products, and hydro. In British Columbia, electricity generated decreased by 11%, which coincided with less hydro generation and less natural gas generation.

5.2.3 Electricity trade flows

Although imports and exports of electricity together represent a very small fraction of total generation, the interconnectedness of the electricity grid with the U.S., combined with varying requirements in different regions of the country, allows the import and export of electricity in response to demand and pricing conditions on both sides of the Canada-U.S. border. As shown in Figure 2, electricity exports to the U.S. grew by 12% between 1989 and 2010, from 22 000 GWh to over 24 000 GWh, respectively. Imports from the U.S. have decreased by about 37% between 1989 and 2010.

La production générale d'électricité a diminué depuis 2005; cependant, cette production a augmenté depuis 2005 dans certaines provinces, telles que la Saskatchewan (3 %) avec une utilisation accrue du charbon et du gaz naturel, et le Québec (5 %) avec une production hydraulique, une biomasse et d'autres énergies renouvelables. Au Manitoba, une diminution de 9 % a coïncidé avec des réductions dans la production au charbon et hydraulique et des augmentations dans la production aux carburants renouvelables, tandis qu'en Ontario, une diminution de 4 % dans la production a coïncidé avec une intensification de la production d'énergie nucléaire et une augmentation importante de l'utilisation du gaz naturel et de la production d'autres énergies renouvelables. On a également constaté une réduction dans la production à partir du charbon, de produits pétroliers raffinés et dans la production hydraulique. En Colombie-Britannique, l'électricité produite a diminué de 11 %, ce qui a coïncidé avec une production hydraulique moins importante et avec une production au gaz naturel inférieure.

5.2.3 Flux des échanges commerciaux de l'électricité

Même si dans l'ensemble les importations et les exportations d'électricité représentent une très petite partie de la production totale, l'interdépendance du réseau de distribution d'électricité avec les États-Unis et des exigences variables dans différentes régions du pays permettent d'importer et d'exporter l'électricité, et ce, afin de satisfaire à la demande et aux conditions de fixation des prix des deux côtés de la frontière entre le Canada et les États-Unis. Comme le montre la figure 2, les exportations d'électricité aux États-Unis ont augmenté de 12 % entre 1989 et 2010, de 22 000 GWh à plus de 24 000 GWh, respectivement. Les importations en provenance des États-Unis ont diminué d'environ 37 % entre 1989 et 2010.

On balance, Canada is a net exporter of electricity to the U.S. mainly due to U.S. electricity demand, additional generation capacity, and the availability of low-cost hydroelectric resources. Some regions in Canada, however, rely on imports to meet domestic load requirements during high demand periods (for example during the winter months when electricity use is high in most provinces, and relatively low in many American states) or when water levels are low in hydropower-based provinces.

Dans l'ensemble, le Canada est un exportateur net d'électricité aux États-Unis principalement en raison de la demande en électricité aux États-Unis, à sa capacité de production d'électricité, et à la disponibilité de ressources hydroélectriques à faible coût. Toutefois, certaines régions du Canada dépendent des importations pour satisfaire des besoins nationaux pendant les périodes de forte demande (par exemple pendant les mois d'hiver lorsque l'utilisation d'électricité est élevée dans la plupart des provinces, et relativement faible dans bon nombre d'États américains) ou quand les niveaux d'eau sont faibles dans les provinces grandes productrices d'hydroélectricité.

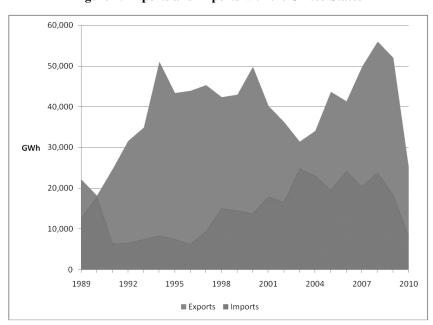
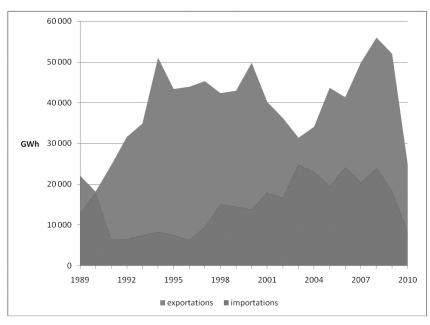


Figure 2: Imports and Exports with the United States





In recent years, Canadian electricity generation has lagged behind growth in domestic demand. As a result, the surplus available for export has been declining and some regions have increasingly relied on imports to meet domestic requirements during high demand periods. Both Canada and the United States realize commercial benefits and improved electric reliability through trade, mainly due to complementary (off-set) demand peaking seasons.

5.2.4 Actual versus potential generation

Canada's electricity-generating sector takes advantage of a full mix of hydro, nuclear, wind and other available generating sources. At the same time, actual generation from all these sources is less than potential generation. Potential generation can be determined by assuming capacity is fully operational for each hour, over the entire year. The difference between potential and actual generation can be due to numerous factors including the availability (or lack thereof) of precipitation and wind as well as operational considerations such as required maintenance schedules.

Table 1 shows the actual generation, potential generation and capacity utilization level for major generation types in 2008. Nuclear generation had the highest capacity utilization level in 2008, with actual generation at over 77% of full capacity. This was followed by coal and hydro generation, while other sources such as gas, oil, and wind units had relatively high levels of available spare generation capacity. Typically, coal, gas, and oil units can operate at up to 85% of their potential generation capacity. However, the relatively higher price of gas and oil generation means that it is most often called upon only to meet peak demand, particularly in regions where coal or hydro generation are used to meet base load demand. Over any period of time, actual wind generation is typically much below its full theoretical capacity given the intermittent nature of wind energy.

Table 1: Actual versus Potential Generation — 2008⁴

Туре	Actual Generation (GWh)	Potential Generation (GWh)	Capacity Utilization (Actual/Potential)
Hydro	373 871	652 040	57%
Wind	3 807	20 873	18%
Nuclear	90 585	116 902	77%
Coal	104 580	139 631	75%
Oil	7 220	68 199	11%
Gas	31 636	81 702	39%
Total	611 699	1 079 347	57%

⁴ Source: Actual generation from Electric Power Generation, Transmission and Distribution (2008), Report on Energy Supply and Demand in Canada (2008). Potential generation from Electric Power Generating Stations (2008), Statistics Canada. Potential generation (GWh)_2008 = Capacity (GW)_2008 * 365 days * 24 hours per day.

Au cours des dernières années, la production d'électricité au Canada a affiché un retard en matière de croissance nationale. Par conséquent, le surplus disponible pour l'exportation a diminué, et certaines régions se sont de plus en plus appuyées sur les importations afin de respecter les exigences nationales au cours des périodes de forte demande. Le Canada et les États-Unis réalisent tous deux des avantages commerciaux et une meilleure fiabilité électrique au moyen d'échanges, notamment en raison des saisons de pointe de la demande complémentaire.

5.2.4 Production réelle par rapport à la production potentielle

Le secteur de la production d'électricité du Canada profite d'un éventail complet de sources hydrauliques, nucléaires et éoliennes, ainsi que d'autres sources disponibles en matière de production d'électricité. Toutefois, la production réelle de toutes ces sources est moins importante que la production potentielle. Afin de déterminer cette dernière, on part du principe qu'elle fonctionne à plein rendement durant chaque heure, et ce, pendant l'année entière. La différence entre la production potentielle et la production réelle peut être due à de nombreux facteurs, notamment la disponibilité (ou l'absence) de précipitations et de vent, ainsi qu'à des considérations opérationnelles comme les calendriers d'entretien nécessaires.

Le tableau 1 présente la production réelle, la production potentielle, ainsi que le niveau d'utilisation de la capacité des principaux types de production en 2008. Ainsi, le niveau de la production nucléaire était le plus élevé en 2008, avec une production réelle supérieure à 77 % de la capacité totale. Les niveaux de production au charbon et de production hydraulique suivaient juste derrière, alors que d'autres sources comme les groupes au gaz et au pétrole, ainsi que les groupes éoliens avaient des niveaux de production de rechange relativement élevés. En règle générale, les groupes au charbon, au gaz et au pétrole peuvent produire jusqu'à 85 % de leur capacité de production potentielle. Cependant, le prix relativement élevé de la production au gaz et au pétrole explique qu'on n'y ait recours qu'afin de répondre à la demande en période de pointe, et ce, en particulier dans des régions où la production au charbon et la production hydraulique servent à répondre aux demandes de base. En tout temps, la production éolienne est généralement bien en dessous de sa capacité totale théorique, car l'énergie éolienne n'est pas permanente.

Tableau 1 : Production réelle c. production potentielle (en 2008)⁴

Туре	Production réelle (GWh)	Production potentielle (GWh)	Utilisation des capacités (réelles/potentielles)
Hydroélectricité	373 871	652 040	57 %
Énergie éolienne	3 807	20 873	18 %
Énergie nucléaire	90 585	116 902	77 %
Charbon	104 580	139 631	75 %
Pétrole	7 220	68 199	11 %
Gaz	31 636	81 702	39 %
Total	611 699	1 079 347	57 %

⁴ Source: Production réelle provenant de Production, transport et distribution d'électricité (2008), Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada (2008). Production potentielle provenant de Centrales d'énergie électrique (2008), Statistique Canada. Production potentielle (GWh)_2008 = Capacité (GW)_2008 * 365 jours * 24 heures par jour.

5.2.5 Profile of coal plants/units

Table 2 shows the installed capacity of coal plants/units, by province as of 2010. The Canadian share of coal-fired electricity generation is the largest in Alberta (38%), followed by Ontario (37%), Saskatchewan (11%), Nova Scotia (8%), New Brunswick (5%) and Manitoba (1%). Approximately 95% of coal-fired electricity generating units reside in four provinces: Alberta, Ontario, Saskatchewan and Nova Scotia. In 2010, coal contributed to the electricity generation mix in six provinces: Alberta (92% of total generation), Nova Scotia (53%), Saskatchewan (63%), New Brunswick (29%), Ontario (9%) and Manitoba (<1%).

Table 2: Coal Generation Capacity — Year 2010⁶

Region	Number of Coal Plants	Number of Coal Units	Coal Generating Capacity (MW)	Share of Total Coal Capacity for Canada
Alberta	7	18	6 305	38%
Ontario	4	15	6 077	37%
Saskatchewan	3	9	1 822	11%
Manitoba	1	1	97	1%
Nova Scotia	4	8	1 288	8%
New Brunswick	3	3	891	5%
Total	22	54	16 481	100%

Most of Canada's coal-fired generation capacity is old and nearing the end of its useful life. As a result, the coal-fired generation sub-sector is expected to undergo a major transition over the next several decades. Environment Canada's Environment Energy and Economy Model of Canada (E3MC) forecasts that 67% of total coal-fired capacity will cease operations by 2030. More specifically,

- Between 2010 and 2025, 28 units (51% of total) are expected to cease operations;
- By 2030, an additional 9 units (67% cumulative); and
- By 2040, an additional 8 units (82% cumulative).^{7,8}

Alberta

Alberta's coal-fired electricity generation fleet is relatively old, with 13 of 18 units present in 2010 expected to cease operations by 2035. Alberta has regulatory requirements for all of the province's coal units; under the province's *Specified Gas Emitters Regulation*, the emissions intensity of existing coal units must be reduced by 12% below the 2003–2005 baseline emissions intensity of the facilities starting in 2007.

5.2.5 Profil des centrales/groupes au charbon

Le tableau 2 montre la capacité installée des usines/groupes au charbon par province à partir de 2010. La part canadienne de la production d'électricité au charbon est la plus importante en Alberta (38 %), suivie de l'Ontario (37 %)⁵, de la Saskatchewan (11 %), de la Nouvelle-Écosse (8 %), du Nouveau-Brunswick (5 %) et du Manitoba (1 %). Environ 95 % des groupes de production d'électricité au charbon se trouvent dans quatre provinces : l'Alberta, l'Ontario, la Saskatchewan et la Nouvelle-Écosse. En 2010, le charbon a contribué à la production d'électricité dans six provinces : l'Alberta (92 % de la production totale), la Nouvelle-Écosse (53 %), la Saskatchewan (63 %), le Nouveau-Brunswick (29 %), l'Ontario (9 %) et le Manitoba (< 1 %).

Tableau 2 : Capacité de production au charbon (en 2010)⁶

Région	Nombre de centrales au charbon	Nombre de groupes au charbon	Capacité de production de charbon (MW)	Part de la capacité de production de charbon totale pour le Canada
Alberta	7	18	6 305	38 %
Ontario	4	15	6 077	37 %
Saskatchewan	3	9	1 822	11 %
Manitoba	1	1	97	1 %
Nouvelle-Écosse	4	8	1 288	8 %
Nouveau- Brunswick	3	3	891	5 %
Total	22	54	16 481	100 %

La majorité de la capacité de production de l'électricité au charbon au Canada est désuète et se rapproche de sa fin de vie utile. Par conséquent, le sous-secteur de production d'électricité au charbon devrait subir une transition importante au cours des prochaines décennies. Le modèle énergie-émissions-économie du Canada (E3MC) d'Environnement Canada prévoit que 67 % de la capacité totale de production au charbon s'arrêtera d'ici 2030. Plus précisément :

- de 2010 à 2025, 28 groupes (51 % du total) devraient arrêter toute opération;
- d'ici 2030, 9 autres groupes (67 % cumulatifs);
- d'ici 2040, 8 autres groupes (82 % cumulatifs)^{7,8}.

Alberta

Le parc de groupes de production d'électricité au charbon de l'Alberta est relativement vieux, avec 13 des 18 groupes présents en 2010 devant arrêter toute opération d'ici 2035. L'Alberta a des exigences réglementaires pour l'ensemble des groupes au charbon de la province en vertu du règlement sur les émetteurs de gaz désignés de la province : l'intensité des émissions des groupes au charbon existants doit être réduite de 12 % par rapport à l'intensité des émissions de référence pour les installations en 2003-2005 à compter de 2007.

Ontario's coal-fired generation is set to retire by 2015 due to provincial regulations.

⁶ Source: Environment, Energy, and Economy Model of Canada — Environment Canada; other published sources. Please note that Keephills 3 comes online post-2010 and is not counted in the 2010 count.

Keephills 3 comes online in 2011 so the total coal units in Canada used in these calculations is 55 rather than 54 which is presented in Table 2.

⁸ Boundary Dam 3, 4, 5 and 6 are assumed to be rebuilt and thus are not retired.

⁵ Les groupes de production d'électricité alimentée au charbon en Ontario devraient être mis hors service d'ici 2015, en raison des règlements provinciaux.

⁶ Source: Modèle énergie-émissions-économie du Canada — Environnement Canada; autres sources publiées. Veuillez noter que Keephills 3 entre en service après 2010 et n'est pas comptabilisé dans le décompte de 2010.

Keephills 3 entre en service en 2011, donc le total des groupes au charbon au Canada utilisé dans ces calculs est 55 plutôt que 54, qui figure dans le tableau 2.

⁸ Les groupes 3, 4, 5 et 6 de Boundary Dam devraient être reconstruits et ne sont donc pas hors service.

Ontario

The Ontario government has enacted regulations requiring that by December 31, 2014, coal no longer be used in their currently operating coal units. Based on these regulations, the remaining generation stations as of 2010 at Atikokan (one unit), Lambton (four units), Nanticoke (eight units) and Thunder Bay (two units) will be closed by 2015. The closure of these coal units is part of Ontario's commitment to fight climate change. In fact, as a result of Ontario's decision to phase out coal-fired generation, emissions in Ontario are projected to fall significantly over the 2005–2015 period. Estimates generated by the E3MC range from 22 Mt of CO₂ to 33 Mt depending on the timing of retirements.

Saskatchewan

Saskatchewan's coal-fired capacity is aging, with four out of nine units expected to cease operations by 2035. Through recent consultations, SaskPower has indicated an intention to close two of its coal units in the near term (Boundary Dam units 1 and 2), and the Government of Saskatchewan announced on April 26, 2011, that it has approved the rebuilding of Boundary Dam unit 3 with an integrated CCS system. This will be the first commercial-scale fully integrated CCS storage facility in the world. The facility is a demonstration project between industry and the federal and provincial governments to determine the technical, economic, and environmental performance of CCS. To

Nova Scotia

Nova Scotia has one out of eight units ceasing operations by 2020, and all but two closed by 2030. Nova Scotia's 2009 Climate Change Action Plan and 2009 Energy Strategy commit the province to undertake orderly transition from dirty coal to cleaner and more sustainable energy sources. Subsequent to these, Nova Scotia's 2010 Renewable Electricity Plan details the requirement for obtaining 25% of electricity from renewables by 2015, and proposes to increase this to 40% by 2020. Regulations have also been adopted capping the emissions from electricity producers in the province. This will result in reduced use of fossil fuels (primarily coal and petroleum coke [i.e. petcoke]).

The Government of Canada and the Province of Nova Scotia have announced that they are developing an equivalency agreement in an effort to ensure that industry does not face two sets of regulations and to allow the province to achieve equivalent emissions levels as the federal standard in a manner that is appropriate to its particular circumstances.

New Brunswick

New Brunswick had three coal-fired electricity generating units in 2010, two that are expected to cease operations before 2035 and one of which is expected to close by 2039.

Ontario

Le gouvernement de l'Ontario a adopté des règlements exigeant que d'ici le 31 décembre 2014, le charbon ne puisse plus être utilisé dans les groupes au charbon actuellement en exploitation. Selon ces règlements, les groupes de production restants en 2010 devraient fermer d'ici 2015 : Atikokan (un groupe), Lambton (quatre groupes), Nanticoke (huit groupes) et Thunder Bay (deux groupes). La fermeture de ces groupes de production au charbon fait partie de l'engagement de l'Ontario de lutter contre les changements climatiques. En fait, à la suite de la décision de l'Ontario d'éliminer progressivement la production d'électricité au charbon, les émissions en Ontario devraient diminuer considérablement au cours de la période 2005-2015. Les estimations générées par le modèle énergie-émissions-économie du Canada sont de l'ordre de 22 Mt à 33 Mt de CO₂ selon le moment de mise hors service.

Saskatchewan

La capacité de production au charbon de la Saskatchewan est vieillissante, avec quatre groupes sur neuf qui devraient arrêter toute opération d'ici 2035. À la suite de récentes consultations, SaskPower a indiqué son intention de fermer deux de ses groupes au charbon à court terme (Boundary Dam, groupes 1 et 2) et le gouvernement de la Saskatchewan a annoncé le 26 avril 2011 qu'il a approuvé la reconstruction du groupe 3 de Boundary Dam avec un système intégré de captage et de séquestration du carbone⁹. Il s'agit de la première installation commerciale de stockage et de captage du carbone entièrement intégrée au monde. Cette installation est un projet de démonstration entre l'industrie, le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux afin de déterminer le rendement technique, économique et environnemental du captage et de la séquestration du carbone¹⁰.

Nouvelle-Écosse

Parmi les huit groupes que la Nouvelle-Écosse possède, un fermera d'ici 2020 et le reste fermera d'ici 2030, à l'exception de deux groupes. Par son plan d'action sur les changements climatiques (2009) et la stratégie énergétique de 2009, le gouvernement de la Nouvelle-Écosse s'engage à entreprendre une transition harmonieuse du charbon polluant vers des sources d'énergie plus propres et plus durables. À la suite de ces mesures, le plan de l'électricité renouvelable de 2010 de la Nouvelle-Écosse détaille les exigences pour l'obtention de 25 % de l'électricité des énergies renouvelables d'ici 2015 et propose d'augmenter ce taux à 40 % d'ici 2020. Des règlements ont également été adoptés pour limiter les émissions provenant des producteurs d'électricité dans la province. Cela entraînera une réduction de l'utilisation des combustibles fossiles (principalement du charbon et du coke de pétrole).

Le gouvernement du Canada et la province de la Nouvelle-Écosse ont annoncé qu'ils sont en train d'élaborer un accord d'équivalence afin de veiller à ce que l'industrie ne fasse pas face à deux ensembles de règlements et pour permettre à la province de parvenir à des niveaux d'émissions équivalents à la norme fédérale d'une façon appropriée à son contexte particulier.

Nouveau-Brunswick

Le Nouveau-Brunswick avait trois groupes de production d'électricité alimentés au charbon en 2010, dont deux qui devraient arrêter toute opération avant 2035, et un qui devrait fermer d'ici 2039.

⁹ www.gov.sk.ca/news?newsId=ae413247-80ce-4c9a-b7e3-4cc39e89da94

www.saskpower.com/sustainable_growth/projects/carbon_capture_storage.shtml

⁹ www.gov.sk.ca/news?newsId=ae413247-80ce-4c9a-b7e3-4cc39e89da94

Manitoba

Manitoba has only one coal-fired electricity generating unit, which is expected to cease operations in 2030. According to Manitoba's *Climate Change and Emissions Reduction Act*, after December 31, 2009, Manitoba Hydro must not use coal to generate power, except to support emergency operations.

Manitoba's Beyond Kyoto Plan also outlines the introduction of taxes on emissions from coal and provides capital support for coal-reliant industries to convert to cleaner energy and to develop biomass as a coal alternative.

5.2.6 Electricity consumers

Major consumers of electricity are shown in Table 3. The largest consuming sectors are industrial 11 (37%), followed by residential (32%) and commercial (26%). Only a small proportion (5%) of electricity is consumed by the public administration, agriculture and transportation sectors.

Table 3: Electricity Consumption in Canada, 1990–2009 (TWh*)12

Sector	Sub-sector	1990	1995	2000	2005	2008	2009
Industrial	Iron and steel	8.3	8.3	10.3	10.7	8.7	6.5
	Chemicals	18.2	19.3	19.2	19.5	14.7	12.2
	Petroleum refining	5.7	4.9	5.4	6.6	6.2	5.7
	Aluminum and non-ferrous	37.0	47.5	50.9	59.7	52.9	51.3
	Mining and oil and gas extraction	28.8	31.6	33.5	37.4	32.1	28.2
	Other manufacturing	34.2	35.3	42.3	41.1	42.6	43.0
	Pulp, paper and print	48.8	55.9	61.6	61.7	45.3	37.2
	Cement	1.9	1.9	2.0	2.0	2.0	1.4
Industrial su	ib-sector total	182.9	204.7	225.2	238.7	204.5	185.5
Residential		129.8	131.6	138.2	151.0	159.5	160.3
Commercial and institutional		95.6	103.6	112.1	121.0	136.9	131.7
Others (includes transportation, agriculture, public administration)		24.6	26.6	27.8	28.5	27.3	26.0
National to	tal	432.9	466.5	503.3	539.2	528.2	503.5

^{*} TWh = terawatt-hours

Manitoba

Le Manitoba possède seulement un groupe de production d'électricité alimenté au charbon qui devrait arrêter toute opération d'ici 2030. Conformément à la loi sur la réduction des émissions et les changements climatiques du Manitoba, après le 31 décembre 2009, Manitoba Hydro ne doit pas utiliser de charbon pour produire de l'électricité, sauf pour le soutien des opérations d'urgence.

Le plan du Manitoba au-delà du Protocole de Kyoto présente également l'introduction de taxes sur les émissions provenant du charbon et offre un soutien du capital pour les industries dépendant du charbon en vue de se convertir à des énergies plus propres ainsi qu'à l'utilisation de la biomasse comme une solution de remplacement du charbon.

5.2.6 Consommateurs d'électricité

Les principaux consommateurs d'électricité sont présentés dans le tableau 3. Les plus importants secteurs sont le secteur industriel¹¹ (37 %), suivis du secteur résidentiel (32 %) et du secteur commercial (26 %). Seule une petite proportion d'électricité (5 %) est consommée par l'administration publique, les secteurs de l'agriculture et des transports.

Tableau 3 : Consommation d'électricité au Canada de 1990 à 2009 $(TWh^*)^{12}$

Secteur	Sous-secteur	1990	1995	2000	2005	2008	2009
Industriel	Sidérurgie	8,3	8,3	10,3	10,7	8,7	6,5
	Produits chimiques	18,2	19,3	19,2	19,5	14,7	12,2
	Raffinage du pétrole	5,7	4,9	5,4	6,6	6,2	5,7
	Aluminium et métaux non ferreux	37,0	47,5	50,9	59,7	52,9	51,3
	Exploitation minière et extraction de pétrole et de gaz	28,8	31,6	33,5	37,4	32,1	28,2
	Autres secteurs manufacturiers	34,2	35,3	42,3	41,1	42,6	43,0
	Pâtes, papiers et impression	48,8	55,9	61,6	61,7	45,3	37,2
	Ciment	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	1,4
Total du sous	s-secteur industriel	182,9	204,7	225,2	238,7	204,5	185,5
Résidentiel	Résidentiel		131,6	138,2	151,0	159,5	160,3
Commercial et institutionnel		95,6	103,6	112,1	121,0	136,9	131,7
Autres (comprend les secteurs des transports, de l'agriculture et de l'administration publique)		24,6	26,6	27,8	28,5	27,3	26,0
Total à l'éch	elle nationale	432,9	466,5	503,3	539,2	528,2	503,5

^{*} TWh = térawatt-heures

¹¹ Manufacturing industries, including mining and oil and gas extraction.

¹² Data source: Energy Statistics Handbook, 1st Quarter, 2011, Statistics Canada, Catalogue No. 57-601-X.

¹¹ Industries manufacturières, comme l'exploitation minière et l'extraction de pétrole et de gaz.

Source de données: Guide statistique de l'énergie, 1er trimestre de 2011, Statistique Canada, numéro de catalogue 57-601-X.

Industrial sector

The largest industrial consumers are aluminum and non-ferrous metals, pulp and paper, mining and oil and gas, chemicals, iron and steel and petroleum refining. Other manufacturing is significant but represents a combination of industries.

Since 1990, electricity consumption has increased in two of eight industrial sub-sectors. Among other developments, the shift from a resource-based economy, the rise of the automotive and electronics sector, and the growth of the service/IT industry have all had impacts on industrial electricity consumption. More recently, seven of the eight industrial sub-sectors showed a decrease in electrical consumption relative to 2005 levels, likely a response to economic factors. During this time period, the pulp, paper and print sub-sector showed the largest decrease in electricity consumption while the "other manufacturing" sub-sector (including for example transportation, equipment, electronics, and light consumer goods) showed the largest increase.

Driven by the increase in oil sands production, industrial cogeneration capacity is expected to increase from 5 990 MW in 2010 to 7 322 MW in 2035. Industrial cogeneration capacity is expected to increase at about the same average rate as total national capacity.

Residential sector

The residential sector is a major consumer of electricity, with demand increasing by 24% between 1990 and 2009 (Table 3), largely driven by population growth and rising consumer wealth and living standards. The number of homes in Canada increased by 23% between 1990 and 2009 (the last year for which data are available), and 16% between 2000 and 2009 alone. Growth in residential electricity demand was low to moderate during the recession that occurred in the early 1990s, but consumption increased significantly with higher economic growth after 1999. Fluctuations in seasonal temperatures are an important factor, but a decidedly secondary driver of overall residential electricity demand. Due to improvements in buildings, equipment standards, and energy intensities, single-family and multi-family dwellings are expected to experience an energy intensity improvement of 11% and 13% respectively over the projection period.

Commercial sector

From 1990 to 2009, electricity consumption by the commercial sector has grown by 38% (Table 3), in part due to growth in the service and IT sectors through structural changes in Canada's economy. This sector has also experienced an increase in the number of commercial buildings and floor space, which has meant larger areas to heat and cool, while computers, printers and other electrical appliances have become commonplace. Growth in electricity demand was particularly strong in more recent years in the commercial sector.

Secteur industriel

Les plus grands consommateurs industriels d'électricité opèrent dans les secteurs suivants : l'aluminium et les métaux non ferreux, les pâtes et papiers, l'exploitation minière, le pétrole et le gaz, les produits chimiques, le fer et l'acier et le raffinage du pétrole. D'autres secteurs manufacturiers sont importants, mais englobent une combinaison d'industries.

Depuis 1990, la consommation d'électricité a augmenté dans deux des huit sous-secteurs industriels. Outre les autres considérations, la transition d'une économie basée sur les ressources, la croissance du secteur automobile et du secteur des produits électroniques, ainsi que l'expansion de l'industrie des services ou de la technologie de l'information, ont toutes des répercussions sur la consommation d'électricité industrielle. Plus récemment, sept des huit sous-secteurs industriels ont montré une diminution de la consommation d'électricité par rapport aux niveaux de 2005, probablement en réponse aux facteurs économiques. Au cours de cette période, le sous-secteur des pâtes, papiers et impression a enregistré la plus importante diminution de consommation d'électricité, tandis que le sous-secteur « autres secteurs manufacturiers » (y compris le transport, l'équipement, les produits électroniques et les biens de consommation produits par l'industrie légère) a affiché la plus forte augmentation.

Influencée par l'augmentation de la production des sables bitumineux, la capacité industrielle de cogénération devrait augmenter pour passer de 5 990 MW en 2010 à 7 322 MW en 2035. La capacité industrielle de cogénération devrait augmenter environ au même taux moyen que la capacité nationale totale.

Secteur résidentiel

Le secteur résidentiel est un gros consommateur d'électricité, avec la demande ayant augmenté de 24 % de 1990 à 2009 (tableau 3). Cela découle en grande partie de la croissance démographique et de l'augmentation du niveau de vie et de la richesse des consommateurs. Le nombre de maisons au Canada a augmenté de 23 % de 1990 à 2009 (dernière année pour laquelle des données sont disponibles) et de 16 % de 2000 à 2009 uniquement. La croissance de la demande en électricité résidentielle a été de faible à modérée au cours de la récession du début des années 1990, mais la consommation a fortement augmenté après 1999. Les fluctuations des températures saisonnières sont un facteur important, mais définitivement secondaire en ce qui a trait à l'ensemble de la demande en électricité résidentielle. En raison des améliorations apportées aux immeubles, aux normes d'équipement et aux intensités énergétiques, les logements unifamiliaux et plurifamiliaux devraient connaître une amélioration de l'intensité énergétique de 11 % et de 13 %, respectivement, au cours de la période de prévision.

Secteur commercial

De 1990 à 2009, la consommation d'électricité par le secteur commercial a connu une croissance de 38 % (tableau 3), en partie à cause de la croissance des secteurs de services et de la technologie de l'information par l'entremise de changements structurels dans l'économie canadienne. Ce secteur a également connu une augmentation du nombre de bâtiments commerciaux et des surfaces commerciales, ce qui a entraîné le chauffage et la climatisation de grandes étendues, tandis que les ordinateurs, les imprimantes et d'autres appareils électriques sont devenus courants. La croissance de la demande en électricité était particulièrement forte au cours des dernières années dans le secteur commercial.

5.2.7 Electricity market structure

Canada's electricity markets have primarily developed along provincial or regional boundaries, and electricity pricing varies by province or territory according to the volume and type of available generation and whether prices are market-based or regulated. Prices in most provinces and territories are set by an electricity regulator to cover costs and allow for a reasonable rate of return to investors; however, Alberta and Ontario have restructured their electricity markets.

Alberta has moved the furthest in restructuring its electricity market toward market-based pricing (retail customers have the choice of buying electricity at competitive prices from third-party sellers or at regulated prices through the local distribution utility). The price of electricity in the competitive wholesale market is determined by the offer price of the last generation unit required to meet the supply of electricity demanded in the province. System controllers observe all generator offers to the Power Pool and "stack" them from lowest to highest offer price until the supply meets the provincial demand. The majority of coal-fired generators have entered into "purchase power agreements" which establishes, terms up to the year 2020 for the generating station's output. The owner of the "purchase power agreement" pays the generating station owner a fixed price and then sells the electricity to the retail market at the price determined by the Power Pool.

Ontario partially restructured its electricity market in 2002. Competitive wholesale prices apply to most large consumers of electricity (this market operates in a similar fashion to the Alberta wholesale market); however, after restructuring, legislation was introduced to impose price caps for low volume consumers (e.g. residential consumers), resulting in a market that is not fully competitive.

5.2.8 Carbon capture and storage

Canada is home to one of the world's first, and still one of the world's largest, CCS demonstration projects in Weyburn, Saskatchewan. Using CO₂ to enhance the oil production from depleting oil reservoirs at Weyburn and Midale, Saskatchewan, this commercial project has been successfully demonstrating the safe underground storage of CO₂ — over 16 Mt of CO₂ has been injected since the start of the project. This project is also serving as a field laboratory for an international collaborative research project, launched in 2000, with the goal of developing and implementing effective and reliable CO₂ measuring, monitoring and verification methodologies. As a founding member of this initiative, the federal government, along with many private and public sector partners, has been a key contributor.

In April 2011, SaskPower formally announced the incorporation of CCS technology at one of its coal-fired units. The Boundary Dam Integrated Carbon Capture and Storage Demonstration Project, a partnership involving the Government of Canada, the Government of Saskatchewan, SaskPower and private industry,

5.2.7 Structure du marché de l'électricité

Les marchés de l'électricité du Canada se sont principalement développés le long des frontières provinciales ou régionales, et l'établissement des prix de l'électricité varie selon la province ou le territoire en fonction du volume et du type de production disponibles et si les prix sont axés sur le marché ou réglementés. Les prix de la plupart des provinces et des territoires sont fixés par un organisme de réglementation de l'électricité pour couvrir les coûts et assurer aux investisseurs un taux de retour raisonnable; toutefois, l'Alberta et l'Ontario ont procédé à une restructuration de leurs marchés de l'électricité.

L'Alberta a le plus avancé dans sa restructuration du marché de l'électricité pour s'orienter vers la tarification basée sur le marché (les clients de vente au détail ont le choix d'acheter l'électricité à des prix concurrentiels de vendeurs tiers ou aux prix réglementés par l'entremise des services publics de distribution locale). Le prix de l'électricité sur le marché de gros concurrentiel est déterminé par le cours vendeur du dernier groupe de production d'électricité nécessaire pour assurer l'approvisionnement en électricité exigé dans la province. Les contrôleurs de systèmes observent toutes les offres des producteurs au consortium d'électricité et les comparent du cours vendeur le plus bas au cours vendeur le plus haut, jusqu'à ce que l'approvisionnement réponde à la demande provinciale. La majorité des groupes alimentés au charbon ont conclu des « accords d'achat d'électricité » qui établissent les modalités jusqu'à l'année 2020 pour la production électrique des centrales. Le propriétaire de « l'accord d'achat d'électricité » paie au propriétaire du groupe un prix fixe, puis vend au marché de détail l'électricité au prix à la puissance déterminée par le consortium d'électricité.

L'Ontario a partiellement restructuré son marché de l'électricité en 2002. Les prix de gros concurrentiels s'appliquent aux plus grands consommateurs d'électricité (ce marché fonctionne de la même façon que le marché de gros de l'Alberta). Cependant, après la restructuration, la législation a été établie pour imposer des prix fixes aux consommateurs de faibles volumes (par exemple les consommateurs résidentiels), ce qui a donné un marché qui n'est pas entièrement concurrentiel.

5.2.8 Captage et séquestration du carbone

Le Canada abrite l'un des premiers projets au monde, et encore aujourd'hui l'un des plus importants, de démonstration de captage et séquestration de carbone à Weyburn, en Saskatchewan. En utilisant le CO₂ pour accroître la production de pétrole à partir des réservoirs épuisés de pétrole à Weyburn et Midale (Saskatchewan), ce projet commercial a réussi à démontrer le stockage souterrain et sécuritaire des émissions de CO₂ — plus de 16 Mt de CO₂ ont été injectées depuis le début du projet. Ce projet sert aussi à titre de laboratoire sur le terrain pour un projet de recherche concertée à l'échelle internationale, lancé en 2000, avec pour objectif l'élaboration et la mise en œuvre efficace et fiable des méthodes de mesure, de surveillance et de vérification du CO₂. En tant que membre fondateur de cette initiative, le gouvernement fédéral, tout comme de nombreux partenaires des secteurs public et privé, a été un collaborateur clé.

En avril 2011, SaskPower a annoncé officiellement l'incorporation de la technologie de captage et de stockage à l'un de ses groupes alimentés au charbon. Le projet de démonstration sur le captage et séquestration de carbone de Boundary Dam, un partenariat conclu entre le gouvernement du Canada, le gouvernement

will examine CCS's economic, technical, and environmental merits. The project will be among the first commercial-scale post combustion CCS facilities in the world. The captured CO_2 is expected to be used in enhanced oil recovery, while captured SO_2 is expected to be used in the production of sulphuric acid and other products.

6. Regulatory and non-regulatory options considered

The Government of Canada is committed to reducing Canada's total greenhouse gas emissions by 17% from 2005 levels by 2020. To meet this target, Canada has stated that it will proceed with strong domestic, continental and international action, including the introduction of new regulations on coal-fired electricity generation.

The Regulations to address CO₂ emissions from coal-fired electricity generation are considered the most effective instrument as they provide the necessary certainty and efficiency in achieving the objective of reducing GHG emissions from the electricity generation sector. Voluntary approaches would not be able to provide assurance of significant emission reductions from this sector and the level of certainty needed to support industry investment.

Within the existing regulatory framework, two options were considered: cap-and-trade system and performance standard.

Regulatory option 1: Cap-and-trade system for the thermal electricity sector under CEPA 1999

Cap-and-trade is a policy instrument that places a mandatory cap on emissions through the distribution of emissions permits up to a pre-determined level, while providing regulated facilities with flexibility in how they will operate within the limited number of emissions permits available to them. Regulated facilities could reduce their emissions through, for example, installation of abatement technologies, changing production processes or by buying permits from sources that can abate emissions at a lower cost. Under appropriate conditions, cap-and-trade can provide high certainty in reaching an environmental objective cost effectively, while promoting new avenues for economic growth and innovation.

However, certain fundamental conditions are necessary for cap-and-trade to work effectively. First, the marginal costs of abatement across facilities must be different so that there are gains from trade and surplus permits are generated. Second, there must be a significant number of facilities to ensure the functioning of an efficient and liquid trading market. For example, the European Union Emissions Trading System (EU ETS) — the world's first international cap-and-trade system for CO₂ emissions — currently covers about 11 000 heavy energy consuming installations in power generation and manufacturing across 30 countries.

de la Saskatchewan, SaskPower et le secteur privé, se penchera sur les avantages économiques, techniques et environnementaux du captage et de la séquestration du carbone. Le projet fera partie des premières installations commerciales de captage et séquestration de carbone post-combustion au monde. Le CO₂ capté devrait être utilisé pour la récupération améliorée du pétrole, tandis que le SO₂ devrait être utilisé dans la production d'acide sulfurique et d'autres produits.

6. Options réglementaires et non réglementaires considérées

Le gouvernement du Canada s'est engagé à réduire les émissions totales de gaz à effet de serre du Canada de 17 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2020. Pour atteindre cet objectif, le Canada a indiqué qu'il prendra d'importantes mesures nationales, continentales et internationales, y compris l'introduction d'un nouveau règlement sur la production d'électricité à partir du charbon.

Le Règlement visant à lutter contre les émissions de dioxyde de carbone (CO₂) provenant de la production d'électricité au charbon est considéré comme étant l'instrument le plus efficace, car il offre la certitude et l'efficacité nécessaires en vue d'atteindre l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre de la part du secteur de production d'électricité. Des approches volontaires ne pourront pas fournir ni l'assurance de la réduction des émissions significatives provenant de ce secteur, ni le niveau de certitude nécessaire pour appuyer les investissements de l'industrie.

Dans le cadre réglementaire existant, deux options ont été prises en considération : un système de plafonnement et d'échange, et la norme de rendement.

Option réglementaire 1 : Système de plafonnement et d'échange pour le secteur de l'électricité thermique en vertu de la LCPE (1999)

Le système de plafonnement et d'échange est un instrument stratégique qui place un plafond obligatoire pour les émissions, et ce, grâce à la distribution de permis d'émission jusqu'à un certain niveau, tout en offrant une certaine souplesse aux installations réglementées concernant la façon dont elles devront fonctionner dans le cadre du nombre limité de permis d'émission qui leur sont disponibles. Les installations réglementées pourraient réduire leurs émissions, notamment en installant des technologies de réduction de la pollution, en modifiant les processus de production ou en achetant des permis à des sources qui peuvent réduire leurs émissions à un coût plus faible. Dans de bonnes conditions, le système de plafonnement et d'échange peut offrir une grande certitude concernant l'atteinte d'un objectif environnemental de manière rentable tout en favorisant de nouvelles possibilités de croissance économique et d'innovation.

Toutefois, certaines conditions fondamentales sont nécessaires afin que le plafonnement et l'échange fonctionnent efficacement. Tout d'abord, les coûts marginaux de réduction pour chaque installation doivent être différents, afin que l'échange apporte un avantage et que des permis excédentaires soient produits. Ensuite, le nombre d'installations doit être important afin de garantir le fonctionnement d'un marché d'échange efficace et fluide. Par exemple, le système d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre de l'Union européenne — premier système de plafonnement et d'échange international pour les émissions de CO_2 — couvre actuellement environ 11 000 installations grandes consommatrices d'énergie des secteurs de la production d'énergie et de la fabrication, et ce, dans 30 pays.

In the Canadian electricity generation sector, neither of these conditions exists to a degree which makes cap-and-trade exclusively for coal-fired electricity a viable option. The Canadian electricity system is already among the lowest-emitting in the world, with coal-fired generation representing about 15% of the total electricity produced. This means that a cap-and-trade for electricity would be targeting only 45 units of coal-fired generating units across the whole country (as of 2012), and an even smaller number of operating entities/corporations. At the same time, there are relatively small variations in marginal costs across these units, making it unlikely that many of them could generate surplus emissions permits.

These factors would lead to significant constraints on trading opportunities, which in turn would lead to low levels of market liquidity and create a risk of large fluctuations in the price of carbon permits. A fluctuating price of carbon presents a significant additional uncertainty for investors and consumers. This would make it difficult for companies to control costs and plan appropriately, and create great price uncertainty for electricity consumers. It would also limit their ability to align the construction of new facilities with normal capital investment/useful life cycles in order to achieve a smooth transition to lower-emitting fuels and/or technologies. A constrained carbon market for coal-fired generators would also be vulnerable to manipulation by one or two large facilities, a situation that is magnified in Canada by the preponderance of provincially owned utilities in the sector.

Regulatory option 2: Performance standard regulations for coal-fired electricity generating units under CEPA 1999

The Regulations for the coal-fired electricity sector will set a stringent performance standard for new coal-fired units and those that have reached the end of their useful life. The performance standard will ensure a corresponding transition towards lower- or non-emitting types of generation, such as high-efficiency natural gas, renewable energy, or fossil fuel-fired power with carbon capture and storage.

The performance standard approach is administratively simpler and more efficient to implement compared to a cap-and-trade system, as it does not require the creation of a complex trading system to address emissions from a relatively narrow sector of the overall economy. The use of a performance standard that does not specify the fuel or technology to be used increases the potential for innovative response.

In doing so, the Regulations provide regulatory certainty for the coal-fired electricity sector at a time when the sector is facing major capital stock turnover. This regulatory certainty allows utilities to factor GHG emissions considerations into their plans for replacement of end of useful life units, to align those investments with capital stock turnover cycles to better control costs, and to avoid the risk of stranded assets. Dans le secteur de la production d'électricité au Canada, aucune de ces conditions n'est remplie de manière à offrir un système de plafonnement et d'échange exclusivement pour la production d'électricité qui constitue une option viable. Le réseau électrique canadien est déjà l'un des moins émetteurs au monde, avec une production au charbon représentant 15 % environ de l'électricité totale produite. Cela signifie que le système de plafonnement et d'échange pour l'électricité ne viserait que 45 groupes sur l'ensemble des groupes de production au charbon du pays (en 2012), et un nombre encore plus faible d'entités ou de corporations opérationnelles. Toutefois, dans la mesure où les variations sont relativement faibles en matière de coût différentiel d'un de ces groupes à l'autre, il semble peu probable que bon nombre d'entre eux puissent entraîner un excédent de permis d'émissions.

Ces facteurs pourraient donner lieu à d'importantes contraintes en matière de possibilités d'échange, engendrant ainsi de faibles niveaux de liquidité du marché et créant également un risque de fluctuations importantes dans le prix des permis d'émission de carbone. La fluctuation des prix du carbone ajoute à l'incertitude des investisseurs et des consommateurs. Par conséquent, cela rendrait difficiles le contrôle des coûts et la planification appropriée par les entreprises et créerait une grande incertitude quant au prix chez les consommateurs d'électricité. Cela limiterait également leur capacité à harmoniser la construction de nouvelles installations avec les investissements en capital ou les cycles de vie utile habituels, afin de parvenir à une transition en douceur vers des technologies ou des combustibles peu émetteurs. Un marché faisant l'objet de contraintes pour les producteurs d'électricité au charbon risquerait également d'être contrôlé par seulement une ou deux grandes installations, situation qui est amplifiée au Canada par la prépondérance de services du secteur appartenant aux provinces.

Option réglementaire 2 : Règlement relatif à la norme de rendement pour les groupes de production d'électricité alimentés au charbon en vertu de la LCPE (1999)

Le Règlement pour le secteur de production d'électricité au charbon établira une norme de rendement stricte pour les groupes nouveaux alimentés au charbon et ceux qui ont atteint la fin de leur vie utile. La norme de rendement assurera une transition correspondante vers des types de production à émissions plus faibles ou nulles, comme le gaz naturel à rendement élevé, l'énergie renouvelable ou l'énergie à combustibles fossiles avec captage et séquestration du carbone.

Sur le plan administratif, l'approche liée à la norme de rendement est plus simple et efficace à mettre en œuvre que le système de plafonnement et d'échange, dans la mesure où elle se passe de la création d'un système d'échange complexe afin de traiter les émissions issues d'un secteur relativement restreint à l'échelle de l'économie. L'utilisation d'une norme de rendement qui ne précise pas le combustible ou la technologie à utiliser augmente la possibilité de réponse novatrice.

Ainsi, le Règlement offre une certitude réglementaire au secteur de production d'électricité au charbon à un moment où celuici est aux prises avec une forte rotation de son stock de capital. Cette certitude réglementaire permet aux services de prendre en compte les émissions de gaz à effet de serre dans leurs plans de remplacement de groupes en fin de vie utile, et ce, en vue d'harmoniser ces investissements aux cycles de rotation de stock de capital afin de mieux contrôler les coûts et d'éviter d'éventuels actifs délaissés.

Given the above considerations, a regulated performance standard was determined to be the preferred approach to address GHG emissions from the coal-fired electricity generation sector. Through consultations, industry and provincial stakeholders have expressed general support of the regulated performance standard approach with consideration of specific issues.

Taking action now to regulate coal-fired electricity generation will achieve multiple economic and environmental objectives for decades by providing investors, utilities, and electricity consumers with a regulatory environment that leads to both efficient and more certain reductions in CO_2 emissions from this sector as well as reductions in a wide range of air pollutants that negatively affect human health and the environment. This regulatory approach will avoid the lock-in of long-lived dirty electricity infrastructure that would increase the costs of reducing greenhouse gas emissions in Canada in the future.

7. Benefits and costs

Several notable changes have been incorporated into the costbenefit analysis since the CGI publication to reflect comments received and to incorporate new data. Along with the incorporation of the policy changes to the Regulations proposed in CGI, consultations with provincial, territorial, and industry officials have resulted in significant adjustments to the parameters underlying the projections for both the business-as-usual (BAU) and regulatory scenarios, and new data such as updated capital costs and fuel prices have been incorporated into the CBA.

Saskatchewan officials indicated that the provincial utility intends to implement CCS technology as a response to the regulatory performance standard. Where the captured CO₂ is used for enhanced oil recovery, it generates additional benefits as a result of incremental oil production. The CGI analysis had assumed new natural gas capacity, increased utilization rates of existing units, and increased net imports were the most efficient way to meet the standard for all provinces.

Consultations with Nova Scotia government officials resulted in the inclusion of the provincially regulated 40% renewable mandate and increased impacts of demand-side management (DSM) programs. The CGI analysis had incorporated a 20% renewable mandate, as it was the only renewable program legislated at the time.

Alberta officials were able to provide additional insight and details into their unique market structure, allowing E3MC to better capture the way their competitive system would interact with the Regulations. This led to larger price impacts, which had an impact on the demand response and caused a larger incremental decrease in electricity demand relative to CGI.

Compte tenu des considérations précédentes, une norme de rendement réglementée a été déterminée comme étant la méthode privilégiée pour lutter contre les émissions de gaz à effet de serre provenant du secteur de la production d'électricité à partir du charbon. Grâce à des consultations, des intervenants de l'industrie et des provinces ont exprimé leur appui général de l'approche de norme de rendement réglementée en prenant en compte des enjeux précis.

En entreprenant dès maintenant une réglementation des groupes de production au charbon, on pourra atteindre plusieurs objectifs économiques et environnementaux pendant des décennies en apportant un environnement réglementaire aux investisseurs, aux services publics et aux consommateurs d'électricité, ce qui engendrerait des réductions en matière d'émissions de dioxyde de carbone (CO₂) plus efficaces et plus certaines de la part de ce secteur, ainsi que des réductions dans un large éventail de polluants atmosphériques qui ont des répercussions négatives sur la santé humaine et l'environnement. Cette approche réglementaire permettra d'éviter la persistance de l'infrastructure électrique polluante ayant une longue durée de vie qui augmenterait les coûts liés à la réduction des émissions de gaz à effet de serre au Canada à l'avenir.

7. Avantages et coûts

Plusieurs changements notables ont été intégrés dans l'analyse coûts-avantages depuis la publication dans la Partie I de la *Gazette du Canada* afin de tenir compte des commentaires reçus et d'intégrer de nouvelles données. Avec l'incorporation des modifications de politiques dans le règlement proposé dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, les consultations avec des représentants des gouvernements provinciaux, territoriaux et de l'industrie ont donné lieu à d'importants ajustements des paramètres qui soustendent les prévisions pour les scénarios de maintien du statu quo (MSQ) et de réglementation, et de nouvelles données, telles que la mise à jour des coûts en capital et des prix du carburant, ont été intégrées dans l'analyse coûts-avantages.

Les représentants de la Saskatchewan ont indiqué que les services publics provinciaux ont l'intention de mettre en œuvre la technologie de captage et de séquestration de carbone en réponse à la norme de rendement réglementée. Lorsque le CO₂ capté est utilisé pour la récupération améliorée du pétrole, il génère des avantages supplémentaires en raison de l'augmentation de la production de pétrole. L'analyse publiée dans la Partie I de la *Gazette du Canada* a supposé que la nouvelle capacité au gaz naturel, l'augmentation des taux d'utilisation des groupes existants et la hausse des importations nettes ont été les moyens les plus efficaces pour satisfaire à la norme dans toutes les provinces.

Les consultations avec les représentants du gouvernement de la Nouvelle-Écosse ont donné lieu à l'inclusion d'un mandat en énergie renouvelable à 40 %, réglementé à l'échelle de la province, ainsi qu'à l'augmentation des répercussions sur les programmes de gestion axée sur la demande. La Partie I de la Gazette du Canada a intégré un mandat en énergie renouvelable à 20 %, comme il s'agissait du seul programme en énergie renouvelable prévu par la loi à l'époque.

Les représentants de l'Alberta ont été en mesure de donner un aperçu supplémentaire et des détails sur la structure de leur marché unique, permettant ainsi au modèle énergie-émissionséconomies du Canada de mieux saisir la façon dont leur système concurrentiel pourrait interagir avec le Règlement. De plus grandes répercussions sur les prix se sont fait sentir, ce qui a eu The purpose of this CBA section is to describe the major policy and modelling changes and present the expected impacts stemming from the revised analysis. Impacts are highly concentrated in Alberta, Saskatchewan, and Nova Scotia. Hence, these provinces are the focus of the CBA section.

Summary

The Regulations will ensure a permanent transition to lower- or non-emitting types of electricity generation, which will have significant impacts on many stakeholders. It is estimated that, over a period of 21 years, 6 820 MW of coal-fired electricity capacity will be retired or avoided due to the Regulations, with the majority of retired and avoided capacity occurring in Alberta (74%), followed by Nova Scotia (14%), and Saskatchewan (11%). At the same time, it is estimated that 3 513 MW of incremental natural gas capacity will be added by 2035, with the largest additions in Alberta.

The owners and operators of electricity generating facilities can respond to the Regulations in several manners. In Environment Canada's economic modelling of the Regulations, the majority of retired coal-fired generating capacity is replaced with natural-gas fired generation, while three coal-fired plants are expected to employ carbon capture and storage technology. The rest of the generation comes either from increased production from existing plants or through a combination of reduced exports and increased imports to and from the United States. Each of these alternatives imposes costs on the electricity sector, which in turn are expected to be largely passed on to consumers in the form of higher prices for electricity, which will result in reduced demand for electricity.

The incorporation of natural-gas fired generation and carbon capture and storage technology results in significant health and environmental benefits for Canadians in the form of reduced GHG emissions and criteria air contaminant (CAC) emissions. With the application of CCS, captured CO₂ can be used for enhanced oil recovery (EOR), which increases the amount of oil that can be recovered from wells while at the same time permanently storing the CO₂ underground. Overall, the estimated benefits of the Regulations greatly outweigh the estimated costs. A list of quantified and/or monetized impacts is presented in Table 4.

In summary, the NPV of the Regulations in 2015 over the study period is estimated at \$7.3 billion. The present value of the benefits is estimated at \$23.3 billion, largely due to the avoided costs of climate change (\$5.6 billion), avoided generation costs (\$7.2 billion), health benefits from reduced smog exposure (\$4.2 billion), and additional oil extracted through enhanced oil recovery (\$6.1 billion). The present value of the costs is estimated at \$16.1 billion, largely due to incremental purchase of natural gas fuel (\$8.0 billion), oil extraction costs for enhanced oil recovery (\$1.3 billion), reduced exports (\$0.3 billion) and new capital (\$1.9 billion).

une incidence sur le système de demande et de réponse, et a causé une diminution progressive plus importante de la demande d'électricité par rapport à la Partie I de la *Gazette du Canada*.

L'objectif de l'analyse coûts-avantages de cette section est de décrire les principales modifications apportées à la politique et à la modélisation et de présenter les répercussions attendues découlant de la version révisée de l'analyse. Les répercussions sont hautement concentrées en Alberta, en Saskatchewan et en Nouvelle-Écosse. Par conséquent, ces provinces sont le point central de la section de l'analyse coûts-avantages.

<u>Résumé</u>

Le Règlement permettra d'assurer une transition permanente vers des types de production d'électricité à émissions plus faibles ou nulles, qui auront des répercussions importantes sur de nombreux intervenants. Il est estimé que durant une période de 21 ans, 6 820 MW de capacité de production d'électricité au charbon seront mis hors service ou évités grâce au Règlement, la plupart de la capacité mise hors service et évitée se produisant en Alberta (74 %), suivie par la Nouvelle-Écosse (14 %) et la Saskatchewan (11 %). En même temps, il est estimé que 3 513 MW de capacité au gaz naturel seront progressivement ajoutés d'ici 2035, la plupart ayant lieu en Alberta.

Les propriétaires et les exploitants des installations de production d'électricité peuvent répondre au Règlement de plusieurs manières. Selon la modélisation économique du Règlement d'Environnement Canada, la majorité de la capacité de production au charbon mise hors service est remplacée par la production au gaz naturel, tandis que trois groupes au charbon devraient utiliser la technologie de captage et de séquestration du carbone. Le reste de la production provient de l'augmentation de la production des groupes existants ou d'une combinaison de la hausse des importations et de la diminution des exportations vers et depuis les États-Unis. Chacune de ces solutions de rechange impose des coûts au secteur de l'électricité, qui devraient à leur tour être transmis en grande partie aux consommateurs sous forme de prix de l'électricité plus élevés, ce qui entraînera une réduction de la demande en électricité.

L'incorporation de la production alimentée au gaz naturel et de la technologie de captage et de séquestration du carbone se traduit par des avantages significatifs pour la santé des Canadiens et l'environnement sous la forme d'une réduction des émissions de gaz à effet de serre et des principaux contaminants atmosphériques (PCA). Avec la mise en place du captage et de la séquestration du carbone, le CO₂ capté peut être utilisé pour la récupération assistée des hydrocarbures (RAH), ce qui augmente la quantité de pétrole pouvant être récupérée à partir de puits tout en stockant de façon permanente le CO₂ sous terre. Dans l'ensemble, les avantages estimés du Règlement dépassent largement les coûts estimatifs. Une liste des répercussions quantifiées et monétisées est présentée dans le tableau 4.

En résumé, la valeur actualisée nette du Règlement en 2015 au cours de la période d'étude est estimée à 7,3 milliards de dollars. La valeur actuelle des avantages est estimée à 23,3 milliards de dollars, en grande partie en raison des coûts évités en matière de changements climatiques (5,6 milliards de dollars), des coûts de production évités (7,2 milliards de dollars), des avantages pour la santé provenant de la réduction de l'exposition au smog (4,2 milliards de dollars) et des extraits de pétrole supplémentaires par la récupération assistée du pétrole (6,1 milliards de dollars). La valeur actuelle des coûts est estimée à 16,1 milliards de dollars, principalement en raison de l'augmentation des achats de gaz

In contrast to the CGI analysis, the NPV of the Regulations has increased substantially from \$1.5 billion to \$7.3 billion. This increase is largely attributable to the timeframe of the analysis, which was extended outwards from 2015–2030 to 2015–2035 to adequately capture the longer-term impacts of the Regulations and the inclusion of costs and benefits associated with CCS technology and enhanced oil recovery.

Table 4: Monetized Benefits and Costs of the Regulations

Benefits	Costs
Avoided generation costs Enhanced oil recovery Environmental benefits GHG reductions CAC reductions Agriculture Visibility Soiling damage Timber, recreation Mercury reductions Health benefits CAC reductions Mortality Hospitalizations, etc. Mercury reductions Lead reductions	Increases in generation costs New capital Fuel Variable unit (O&M**) Fixed unit (O&M) Increased extraction costs Increased GHGs and CACs from extraction Decommissioning of old coal-fired electricity units Increase in foreign imports Decrease in foreign export sales Government costs

^{*} Lead reductions were not quantified and monetized.

7.1 Analytical framework

The standard approach to cost-benefit analysis is to identify, quantify and monetize the incremental costs and benefits of the Regulations. In this analysis, incremental impacts have been estimated in monetary terms to the extent possible and are expressed in 2010 Canadian dollars except when otherwise noted. Where this was not possible, due either to lack of appropriate data or difficulties in valuing certain components, incremental impacts were evaluated in qualitative terms. Finally, it should be noted that the numbers and percentages as presented in tables may not be completely consistent due to rounding.

The cost-benefit analysis framework applied to this study incorporates the following elements:

7.1.1 Scope of the analysis

The cost-benefit analysis presented in CGI examined the impacts of displacing coal-fired generation with generation from new natural gas capacity and increased utilization of existing units and changes in trade flows. Therefore, the scope of the analysis was limited to the electricity and coal sectors. To examine the impact of the proposed Regulations on natural gas price,

naturel (8,0 milliards de dollars), des coûts pour l'extraction de pétrole par la récupération du pétrole améliorée (1,3 milliard de dollars), de la diminution des exportations (0,3 milliard de dollars) et du nouveau capital (1,9 milliard de dollars).

Contrairement à l'analyse dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, la valeur actualisée nette du Règlement a considérablement augmenté pour passer de 1,5 milliard de dollars à 7,3 milliards de dollars. Cette augmentation est en grande partie attribuable à la période couverte par l'analyse qui a été prolongée de 2015-2030 à 2015-2035 afin de saisir adéquatement les répercussions à plus long terme du Règlement, et l'inclusion des coûts et avantages liés à la technologie de captage et de séquestration du carbone et à la récupération du pétrole améliorée.

Tableau 4 : Avantages et coûts monétaires du Règlement

Avantages	Coûts
Coûts de production évités Récupération assistée des hydrocarbures Avantages environnementaux Réductions des gaz à effet de serre Réductions des émissions de principaux contaminants atmosphériques Agriculture Visibilité Souillures Bois d'œuvre, loisirs Réductions du mercure Avantages pour la santé Réductions des émissions de principaux contaminants atmosphériques Mortalité Hospitalisations, etc. Réductions du mercure Réductions du mercure	Augmentation des coûts de production Nouveau capital Combustible Unité variable (fonctionnement et entretien**) Unité fixe (fonctionnement et entretien) Augmentation des coûts d'extraction Augmentation des gaz à effet de serre et principaux contaminants atmosphériques issus de l'extraction Mise hors service d'unités de production d'électricité au charbon désuètes Augmentation des importations de l'étranger Diminution des exportations à l'étranger Coûts pour le gouvernement

^{*} Les réductions de plomb n'ont pas été quantifiées et monétisées.

7.1 Cadre d'analyse

L'approche standard en matière d'analyse coûts-avantages est de déterminer, quantifier et monétiser les coûts et les avantages supplémentaires du Règlement. Dans cette analyse, les impacts différentiels ont été estimés en termes monétaires dans la mesure du possible et sont exprimés en dollars canadiens de l'année 2010, sauf en cas d'indication contraire. Lorsque cela n'était pas possible, en raison du manque de données appropriées ou des difficultés liées à l'évaluation de certaines composantes, les impacts différentiels étaient évalués en termes qualitatifs. Enfin, il faut noter que les chiffres et les pourcentages tels qu'ils sont présentés dans les tableaux ne sont peut-être pas entièrement cohérents en raison de l'arrondissement des chiffres.

Le cadre de l'analyse coûts-avantages appliqué à la présente étude comprend les éléments suivants :

7.1.1 Portée de l'analyse

L'analyse coûts-avantages présentée dans la Partie I de la *Gazette du Canada* a étudié les effets du déplacement de la production d'électricité au charbon à partir de la nouvelle capacité de gaz naturel et d'une utilisation accrue des groupes existants et les changements dans les flux des échanges commerciaux. À ce titre, la portée de l'analyse a été limitée aux secteurs de l'électricité et

^{**} Operating and maintenance

^{**} Exploitation et entretien

Environment Canada commissioned a report from Ziff Energy (section 7.7.2).

During an extensive consultation process after CGI publication, Saskatchewan officials indicated that under the Regulations, SaskPower would employ CCS technology to meet the performance standard. The benefits of employing CCS for Saskatchewan include life extension of existing coal-fired units, continued use of a low cost and naturally abundant fuel in an environmental sustainable manner, continued existence of the province's traditional coal sector, and extraction of stranded oil. The costs of expanded CCS are expected to manifest themselves in the form of substantial costs for retro-fitting facilities to be CCS compliant and higher electricity prices for electricity consumers in Saskatchewan relative to the BAU scenario.

The decision to respond to the Regulations through the expansion of coal CCS has resulted in additional cost and price impacts above and beyond what were considered in the CGI analysis. Major benefits of electricity generation through coal CCS units are reduced CO₂ emissions and increased productivity of oil extraction. To capture the effects of EOR, the analysis has been expanded to include the oil extraction sector.

7.1.2 Timeframe for analysis

Due to the new definition of end-of-life, ¹³ as described under section 5.1, the regulated retirement dates for several coal-fired units have been postponed. To align with the new end-of-life definition and present an analysis that adequately captures the longer-term costs and benefits, the study period was extended from 16 years (2015–2030) to 21 years (2015–2035). This decision also addresses a comment which stated the CGI analytical timeframe was too short. The first year of the analysis is 2015, when the Regulations come into effect.

7.1.3 Discount rate

A social discount rate of 3% is used in the analysis for estimating the present value of the costs and benefits in 2015 under the central analysis. This is consistent with the Treasury Board Secretariat's cost-benefit analysis guidelines and is what was used in CGI. This is consistent with the discount rates that have been used for GHG-related measures in Canada, as well as that being used by the U.S. EPA. Costs and benefits were discounted to base year 2015, the first year the Regulations come into effect. A sensitivity analysis of the discount rate was conducted to test the robustness of the results.

Au cours d'un processus de consultation complet après la publication de la Partie I de la Gazette du Canada, les représentants de la Saskatchewan, qui, si l'on tient compte des avantages pour l'environnement et le développement économique, indiquent que, en vertu du Règlement, SaskPower pourrait employer la technologie de captage et de séquestration de carbone pour respecter la norme de rendement. Les avantages à utiliser la technologie de captage et de séquestration de carbone en Saskatchewan comprennent la prolongation de la durée de vie des groupes alimentés au charbon, l'utilisation prolongée d'un carburant à faible coût et naturellement abondant d'une manière durable sur le plan environnemental, la préservation du secteur traditionnel du charbon de la province et l'extraction du pétrole difficile à récupérer. Les coûts de l'utilisation élargie du captage et de séquestration de carbone devraient se traduire par des coûts importants pour que les installations à mettre à niveau respectent les normes de captage et de séquestration de carbone, et par des prix de l'électricité plus élevés pour les consommateurs d'électricité de la Saskatchewan par rapport au scénario de maintien du statu quo.

La décision de répondre au Règlement par une utilisation élargie du charbon et du captage et séquestration de carbone a entraîné des coûts supplémentaires et des répercussions sur les prix supérieurs à ce qui avait été pris en compte dans l'analyse de la Partie I de la *Gazette du Canada*. Les principaux avantages de la production d'électricité par l'entremise des groupes alimentés au charbon et équipés de la technologie de captage et séquestration de carbone sont la réduction des émissions de CO₂ et l'augmentation de la productivité d'extraction de pétrole. Pour rendre compte des effets de récupération assistée du pétrole, l'analyse a été élargie afin d'inclure le secteur de l'extraction du pétrole.

7.1.2 Calendrier d'analyse

En raison de la nouvelle définition de la fin de vie utile¹³, tel qu'il est décrit à la section 5.1, les dates de retrait réglementé pour plusieurs groupes alimentés au charbon ont été reportées. Afin d'assurer la cohérence avec la nouvelle définition de la fin de vie et de présenter une analyse qui parvienne à saisir les coûts et avantages à plus long terme, la période d'étude est passée de 16 ans (2015-2030) à 21 ans (2015-2035). Cette décision répond également à un commentaire de la Partie I de la *Gazette du Canada* qui mentionnait que le calendrier analytique était trop court. La première année de l'analyse est 2015, quand le Règlement entrera en vigueur.

7.1.3 Taux d'actualisation

Un taux d'actualisation public de 3 % a été utilisé dans l'analyse pour estimer la valeur actuelle des coûts et des avantages liés à l'analyse centrale. Cette interprétation est cohérente avec les lignes directrices de l'analyse coûts-avantages du Secrétariat du Conseil du Trésor et a été utilisée dans la Partie I de la Gazette du Canada. Cette interprétation est cohérente avec les taux d'actualisation utilisés pour des mesures concernant les gaz à effet de serre au Canada, ainsi que ceux utilisés par l'Environmental Protection Agency des États-Unis. Les coûts et avantages ont été actualisés pour établir 2015 comme année de référence, la première année

du charbon. En vue d'examiner l'incidence du projet de règlement sur le prix du gaz naturel, Environnement Canada a commandé un rapport de Ziff Energy (section 7.7.2).

¹³ End-of-life of 45 years for coal-fired units was initially prescribed in the proposed Regulations.

¹³ La fin de vie utile de 45 ans pour les groupes alimentés au charbon a été initialement prescrite dans le projet de règlement.

7.1.4 Incremental impact

Impacts are analyzed in terms of incremental changes to emissions, costs and benefits to stakeholders and Canadian society. The incremental impacts were determined by comparing two scenarios: the business-as-usual (BAU) scenario and the regulatory scenario. The two scenarios are presented in detail below.

It is important to note that the analysis presented below for the BAU and regulatory scenarios are performed using the E3MC modelling results. While based on the best information currently available, these results present one possible scenario which, like all long-term projections, is subject to significant uncertainty regarding specific projections, e.g. regarding specific new plants, retirements, or other data and assumptions.

7.1.5 BAU scenario

The BAU establishes what the electricity sector is expected to look like in the future without the Regulations. This scenario was established for the CGI analysis (CGI BAU) by incorporating pre-existing federal 14 or provincial policies 15 including the Ontario coal phase-out as described in section 5.2.5; economic and demographic factors that affect the electricity market such as population and housing development; and private decisions to build a new unit or retire an old unit, etc.

Since the publication of the CGI analysis, several changes have been made to the BAU scenario to reflect comments received and to incorporate new data. Notable changes from CGI include new information on plant closure and replacement decisions:

- Two units at Sundance were closed in 2011 and hence are no longer relevant for the analysis. These units were previously included in the CGI BAU and were affected by the proposed Regulations.
- H. R. Milner was assumed to be retired in 2014 in the BAU and hence not affected by the proposed Regulations. In this revised analysis, this plant is included in the BAU and affected by the Regulations.
- Coleson Cove was assumed to continue to operate indefinitely in the CGI BAU. In the CGII BAU, it retires in 2031, while under the Regulations it retires one year earlier.

de l'entrée en vigueur du Règlement. Une analyse de sensibilité du taux d'actualisation a également été réalisée dans le but d'évaluer la solidité des résultats.

7.1.4 Impact différentiel

Les impacts sont analysés en termes de changements différentiels par rapport aux émissions, coûts et avantages réalisés par les intervenants et la société canadienne. Les impacts différentiels ont été déterminés en comparant deux scénarios : un scénario du maintien du statu quo et un scénario réglementaire. Les deux scénarios sont présentés en détail ci-dessous.

Il est important de noter que l'analyse présentée ci-dessous pour les scénarios du maintien du statu quo et réglementaire sont effectués à l'aide des résultats de modélisation du modèle énergie-émissions-économie du Canada. Bien qu'ils soient fondés sur les meilleurs renseignements disponibles à l'heure actuelle, ces résultats présentent l'un des scénarios possibles qui, comme toutes les prévisions à long terme, font l'objet d'incertitudes importantes concernant des prévisions précises, par exemple à propos de groupes nouveaux spécifiques, de désaffectations ou d'autres données et hypothèses.

7.1.5 Scénario de maintien du statu quo

Le maintien du statu quo définit ce à quoi le secteur de l'électricité devrait ressembler à l'avenir sans le Règlement. Ce scénario a été établi pour l'analyse dans la Partie I de la *Gazette du Canada* (maintien du statu quo de la Partie I de la *Gazette du Canada*) en intégrant les politiques fédérales du provinciales préexistantes, y compris l'élimination progressive du charbon en Ontario, tel qu'il est décrit dans la section 5.2.5, les facteurs démographiques et économiques qui ont une incidence sur le marché de l'électricité, comme la croissance démographique et l'aménagement de logements et les décisions privées pour créer un nouveau groupe ou retirer un groupe en fin de vie utile, etc.

Depuis la publication de l'analyse dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, plusieurs changements ont été apportés au scénario de maintien du statu quo pour tenir compte des commentaires reçus et pour intégrer de nouvelles données. Les changements notables de la Partie I de la *Gazette du Canada* incluent de nouveaux renseignements sur la fermeture d'un groupe et sur les décisions relatives à son remplacement :

- Deux groupes de Sundance ont été fermés en 2011 et, par conséquent, ne sont plus inclus dans l'analyse. Ces groupes avaient déjà été inclus dans le maintien du statu quo de la Partie I de la Gazette du Canada et ont été touchés par le projet de règlement.
- H. R. Milner devait être mise hors service en 2014 selon le maintien du statu quo et, par conséquent, n'est pas touchée par le projet de règlement. Dans cette version révisée de l'analyse, cette usine est incluse dans le maintien du statu quo et touchée par le Règlement.

¹⁴ Federal policies include strengthened energy efficiency standards; the Renewable Fuels Regulations; ecoAction programs; and the Passenger Automobile and Light Truck Greenhouse Gas Emissions Regulations.

¹⁵ Provincial policies include energy efficiency standards; building code regulations; incentives/rebates; Quebec fuel tax; the B.C. carbon tax; Alberta's industrial regulations; Nova Scotia's cap on electricity sector GHG emissions; Nova Scotia's renewable energy standard; the Ontario coal phase-out; and the Ontario feed-in tariff.

¹⁴ Les politiques fédérales comprennent des normes d'efficacité énergétique plus strictes; le Règlement sur les carburants renouvelables; les programmes éco-ACTION; le Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre des automobiles à passagers et des camions légers.

¹⁵ Les politiques provinciales incluent les normes relatives à l'efficacité énergétique, les règlements liés au code du bâtiment, des mesures incitatives et des remises, la taxe sur les carburants du Québec, la taxe sur le carbone de la Colombie-Britannique, les règlements industriels de l'Alberta; le plafond des émissions de gaz à effet de serre de la Nouvelle-Écosse, la norme sur les énergies renouvelables de la Nouvelle-Écosse, l'élimination progressive du charbon en Ontario, et les tarifs de rachat garantis de l'Ontario.

- Nova Scotia's renewable energy target of 40% in 2020 and demand side management plans are now completely incorporated. Full details on these measures were not available at the time of CGI. The analysis also now includes exports from the Muskrat Falls facility, which is part of the Lower Churchill project, to Nova Scotia via a link between Newfoundland and Labrador.
- Projected population growth in Nova Scotia and Alberta's industrial electricity demand were revised as a result of consultations with provincial officials.
- Keephills 3 was modeled to employ CCS technology (Project Pioneer) in the CGI BAU. The analysis for CGII excludes Project Pioneer due to the recent announcement that the project will not proceed.

Presented below are the unit retirements and new coal and gas units under the BAU for the revised analysis.

Coal-fired electricity generation unit retirements and new and rebuilt units

Table 5 shows the coal unit retirements (closures) under the BAU. All retirements except one in New Brunswick occur by the year 2015. Overall, 7 520 MW of capacity and 22 units are retired, largely driven by the Ontario coal phase-out which accounts for 6 077 MW and 15 units of 22 units retiring under the BAU. In total, 45% of the total coal capacity as of 2010 is assumed to be retired by 2031.

Table 5: Coal-fired Unit Retirements in the BAU Scenario

Region	Units	Retirement Years*	Coal Capacity Retired (MW)	Coal Capacity in 2010 (MW)	Retired 2010 Canadian Capacity
Alberta	3	2011	900	6 305	5%
Ontario	15	2011 2013 2015	6 077	6 077	37%
Saskatchewan	2	2014	132	1 822	1%

Nources: www.mei.gov.on.ca/en/pdf/MEI_LTEP_en.pdf, www.transalta.com/newsroom/news-releases/2011-02-08/transalta-issues-notice-termination-sundance-1-and-2-power-purchas, www.transalta.com/newsroom/news-releases/2010-04-01/transalta-fully-retires-all-units-its-wabamun-power-plant, www.cbc.ca/news/canada/new-brunswick/story/2010/03/10/nb-minto-grand-lake-closed-early-fire-437.html, www.saskpower.com/sustainable_growth/power_plan

- On a supposé que Coleson Cove continuait de fonctionner pendant une période indéfinie dans le maintien du statu quo de la Partie I de la *Gazette du Canada*. Dans le maintien du statu quo de la Partie II de la *Gazette du Canada*, ce groupe sera mis hors service en 2031, tandis qu'en vertu du Règlement, il sera mis hors service un an plus tôt.
- La cible d'énergie renouvelable de la Nouvelle-Écosse est de 40 % d'ici à 2020 et les plans de gestion axée sur la demande sont maintenant entièrement intégrés. Tous les détails concernant ces mesures n'étaient pas disponibles au moment de la publication dans la Partie I de la *Gazette du Canada*. L'analyse comprend désormais des exportations de l'installation de Muskrat Falls, qui fait partie du projet du cours inférieur du fleuve Churchill, vers la Nouvelle-Écosse par l'entremise d'un lien entre la province de Terre-Neuve-et-Labrador.
- La croissance démographique prévue en Nouvelle-Écosse et la demande en électricité industrielle de l'Alberta ont été révisées à la suite de consultations avec les fonctionnaires provinciaux.
- Keephills 3 a été modélisée pour utiliser la technologie de captage et de séquestration de carbone (Projet Pioneer) dans le maintien du statu quo de la Partie I de la Gazette du Canada. L'analyse publiée dans la Partie II de la Gazette du Canada exclut le Projet Pioneer en raison de la récente annonce de l'annulation du projet.

Les groupes mis hors service et les nouveaux groupes au charbon et au gaz sont présentés ci-dessous selon le maintien du statu quo pour la version révisée de l'analyse.

Mises hors service des groupes de production d'électricité alimentés au charbon, nouveaux groupes et groupes remis à neuf

Le tableau 5 présente les mises hors service (fermetures) de groupes au charbon selon le scénario de maintien du statu quo. Toutes les mises hors service, à l'exception d'une au Nouveau-Brunswick, auront lieu d'ici 2015. Dans l'ensemble, 7 520 MW de capacité et 22 groupes sont mis hors service, en grande partie à la suite de l'élimination progressive du charbon en Ontario, qui représente 6 077 MW et 15 groupes sur les 22 groupes mis hors service, selon le maintien du statu quo 16. Au total, 45 % de la capacité totale au charbon à compter de 2010 devraient être mis hors service d'ici 2031.

Tableau 5 : Mises hors service de groupes alimentés au charbon dans le scénario de maintien du statu quo

Région	Groupes	Années de mise hors service*	Capacité au charbon mise hors service (MW)	Capacité au charbon en 2010 (MW)	Capacité canadienne mise hors service en 2010
Alberta	3	2011	900	6 305	5 %
Ontario	15	2011 2013 2015	6 077	6 077	37 %
Saskatchewan	2	2014	132	1 822	1 %

¹⁶ Sources: www.mei.gov.on.ca/fr/pdf/MEI_LTEP_fr.pdf, www.transalta.com/newsroom/news-releases/2011-02-08/transalta-issues-notice-termination-sundance-1-and-2-power-purchas, www.transalta.com/newsroom/news-releases/2010-04-01/transalta-fully-retires-all-units-its-wabamun-power-plant, www.cbc.ca/news/canada/new-brunswick/story/2010/03/10/nb-minto-grand-lake-closed-early-fire-437.html, www.saskpower.com/sustainable_growth/power_plan/

Table 5: Coal-fired Unit Retirements in the BAU Scenario — Continued

Region	Units	Retirement Years*	Coal Capacity Retired (MW)	Coal Capacity in 2010 (MW)	Retired 2010 Canadian Capacity
Nova Scotia				1 288	0%
New Brunswick	2	2011 2031	411	891	2%
Manitoba				97	0%
Total	22	-	7 520	16 481	46%

^{*} Coal-fired units do not operate in the retirement year.

With almost 50% of the coal-fired capacity retiring, the construction of coal and natural gas plants is required in order to meet electricity demand. Overall, 2 534 MW of new coal capacity are projected to be constructed or rebuilt — three new industryannounced units (for a total of 1 219 MW) and three which are projected to be built by E3MC (for a total of 1 200 MW) in Alberta, ¹⁷ and a rebuilt unit in Saskatchewan (115 MW). ¹⁸ Two of the new units (i.e. Swan Hills and Boundary Dam 3) are modelled to employ CCS technology to align with recent announcements. Furthermore, 13 541 MW¹⁹ of additional net gas capacity is projected to be built by 2035. The additions are primarily in Ontario (6 502 MW), Alberta (6 543 MW), and Saskatchewan (1 727 MW), while Nova Scotia and Manitoba add 52 MW and 550 MW of capacity respectively.²

For other units, it is assumed they do not automatically retire at the end of their useful life, but instead are refurbished at an estimated cost of around \$395/kW²¹ (undiscounted) and continue generating electricity as the lowest cost option for another 25 years.

7.1.6 Regulatory scenario

The regulatory scenario establishes what the electricity sector is expected to look like with the implementation of the Regulations. For the CGI analysis, E3MC was used to assess the impacts of the proposed Regulations, which required owners and operators to meet a performance standard of 375 tonnes of CO₂/GWh. Following an extensive consultation and to address stakeholders' concerns, the emission performance standard increased from 375 tonnes to 420 tonnes of CO₂/GWh. The definition of endof-life was also revised to mitigate impacts as described in section 5.1.

Tableau 5 : Mises hors service de groupes alimentés au charbon dans le scénario de maintien du statu quo (suite)

Région	Groupes	Années de mise hors service*	Capacité au charbon mise hors service (MW)	Capacité au charbon en 2010 (MW)	Capacité canadienne mise hors service en 2010
Nouvelle- Écosse				1 288	0 %
Nouveau- Brunswick	2	2011 2031	411	891	2 %
Manitoba				97	0 %
Total	22	-	7 520	16 481	46 %

^{*} Les groupes alimentés au charbon ne fonctionnent pas au cours de l'année de mise hors service

Avec près de 50 % de la capacité d'alimentation au charbon mise hors service, la construction de centrales alimentées au charbon et au gaz naturel est nécessaire pour répondre à la demande d'électricité. Dans l'ensemble, 2 534 MW de la nouvelle capacité au charbon devraient être construits ou remis à neuf — trois nouveaux groupes annoncés par l'industrie (pour un total de 1 219 MW) et trois groupes qui devraient être construits selon le modèle énergie-émissions-économie du Canada (pour un total de 1 200 MW) en Alberta¹⁷ et un groupe reconstruit en Sas-katchewan (115 MW)¹⁸. Deux des groupes nouveaux (c'est-à-dire Swan Hills et Boundary Dam 3) sont modélisés pour utiliser la technologie de captage et de séquestration de carbone pour être conformes aux récentes annonces. De plus, 13 541 MW¹ en capacité supplémentaire nette au gaz naturel devraient être construits d'ici 2035. Ces ajouts auront principalement lieu en Ontario (6 502 MW), en Ålberta (6 543 MW) et en Saskatchewan (1 727 MW), tandis que la Nouvelle-Écosse et le Manitoba ajoutent 52 MW et 550 MW de capacité de production, respectivement²⁰.

Pour d'autres groupes, on suppose qu'ils ne sont pas mis hors service automatiquement au terme de leur vie utile, mais plutôt remis en état à un coût estimatif d'environ 395 \$/kW^{21*} (non actualisés) et qu'ils continuent à produire de l'électricité selon l'option du coût le plus faible pendant 25 autres années.

7.1.6 Scénario dans le contexte de la réglementation

Le scénario réglementaire établit ce à quoi le secteur de l'électricité devrait ressembler avec la mise en œuvre du Règlement. Pour la publication de l'analyse dans la Partie I de la Gazette du Canada, le modèle E3MC a été utilisé pour évaluer les répercussions du projet de règlement, qui exige que les propriétaires et les exploitants respectent une norme de rendement de 375 tonnes de CO₂/GWh. À la suite d'un processus de consultation approfondie et pour répondre aux préoccupations soulevées par les intervenants, la norme de rendement relative aux émissions a augmenté pour passer de 375 tonnes par GWh à 420 tonnes de CO₂/GWh. La définition de la fin de vie utile a également été révisée en vue d'atténuer les répercussions, comme le décrit la section 5.1.

¹⁷ Keephills — 450 MW (2011), H. R. Milner — 450 MW (2018), Swan Hills (CCS) — 319 MW (2015), Endogenous Advanced Coal — 400 MW (2033, 2034, and 2035).

¹⁸ Boundary Dam 3 (CCS) — 115 MW (2014).

¹⁹ 12 437 MW from Oil/Gas Combined Cycle, 2 830 MW from oil/gas combined turbine and 661 MW from oil/gas steam.

These additions are based on industry-announced plants as well as endogenous builds from E3MC from 2010-2035.

²¹ Based on estimates from recent coal units refurbished.

¹⁷ Keephills — 450 MW (2011), H. R. Milner — 450 MW (2018), Swan Hills (captage et séquestration de carbone) — 319 MW (2015), centrale endogène alimentée au charbon avancé — 400 MW (2033, 2034 et 2035).

Boundary Dam 3 (captage et séquestration de carbone) — 115 MW (2014).

¹⁹ 12 437 MW à partir du cycle combiné pétrole/gaz, 2 830 MW à partir de la turbine à cycle combiné pétrole/gaz, et 661 MW à partir de la vapeur pétrole/gaz.

Oces ajouts sont fondés sur des centrales annoncées par l'industrie ainsi que les

créations endogènes tirées du modèle E3MC de 2010-2035.

²¹ D'après les estimations tirées de groupes au charbon récemment remis à neuf.

It is expected that utilities, whether privately owned or Crown owned, will choose to implement the compliance option that maximizes their net benefits and meets their objective, should it be social or private, in meeting the performance standard. The responses to the performance standard include new natural gas capacity, increased utilization of existing units, and the deployment of CCS. As shown in the CGI analysis, new natural gas capacity and increased utilization rates of the existing units were the most efficient ways to meet the standard for all provinces.

However, after the publication of the CGI analysis, Saskatchewan officials indicated that over the long term, CCS is the most effective means of compliance in consideration of the potential impacts of the Regulations on its traditional coal mining sector as well as the potential to realize benefits from EOR by using captured $\rm CO_2$. As a result, the revised analysis assumes Boundary Dam units 4, 5, and 6 continue to operate with carbon capture and storage under the regulatory scenario. In the CGI analysis, Boundary Dam units 4, 5, and 6 were assumed to be retired due to the proposed Regulations.

The deployment of CCS entails significant capital costs. For example, as presented in "EOR, An Opportunity for Alberta, Alberta Economic Development Agency, January 2009," the cost of capturing and sequestering is estimated to be about \$80/tonne in the early years. Part of this cost can be recovered from selling CO₂ for use in EOR. However, when considering the economics of EOR, the cost of the CO₂ must be in the range of about \$20/tonne-\$40/tonne to make an EOR project viable. This still yields a range of a net cost of \$40-\$60/tonne.²² In facing the Regulations, from a societal perspective, the use of CCS to capture CO₂ emissions would result in the continued use of locally abundant coal resources, allow for the retention of employment in coal-fired generation plants and coal mining, incremental oil production, and generate employment and other economic opportunities (e.g. Canadian suppliers to these projects could be well positioned to export their technologies to the rest of the world). The collection of CO₂ revenues, royalties, and corporate income taxes, all due to increased economic activity from the deployment of CCS, and higher electricity prices, help to close the gap in the net cost per tonne of CCS deployment from the provincial perspective.

On s'attend à ce que les entreprises de services publics, qu'elles soient privées ou appartenant à l'État, décident de mettre en œuvre l'option de conformité qui maximise leurs bénéfices nets et qui réponde à leurs objectifs, qu'ils soient sociaux ou privés, dans le respect de la norme de rendement. Les réponses à la norme de rendement comprennent la nouvelle capacité au gaz naturel, une augmentation de l'utilisation des groupes existants et la mise en œuvre du captage et séquestration de carbone. Comme le montre la publication dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, la nouvelle capacité au gaz naturel et l'augmentation des taux d'utilisation des groupes existants ont été les moyens les plus efficaces pour satisfaire à la norme pour toutes les provinces.

Toutefois, à la suite de la publication de l'analyse dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, les représentants de la Saskatchewan ont indiqué qu'à long terme, le captage et la séquestration du carbone sont le moyen le plus efficace d'assurer la conformité en prenant en considération les répercussions potentielles du Règlement sur le secteur traditionnel de l'extraction du charbon. De plus, ils offrent la possibilité d'obtenir des avantages issus de la récupération assistée du pétrole en utilisant le CO₂ capté. Par conséquent, la version révisée de l'analyse suppose que les groupes 4, 5 et 6 de Boundary Dam continuent à fonctionner avec le captage et la séquestration du carbone dans le cadre du scénario réglementaire. Dans l'analyse de la Partie I de la *Gazette du Canada*, on suppose que les groupes 4, 5 et 6 de Boundary Dam seront mis hors service en raison du projet de règlement.

La mise en œuvre du captage et de la séquestration de carbone comporte des coûts en capital significatifs. Par exemple, tel qu'il est présenté dans l'article « EOR, An Opportunity for Âlberta » (« Récupération assistée du pétrole, une occasion pour l'Alberta ») de l'Alberta Economic Development Agency (l'agence de développement économique de l'Alberta), janvier 2009, le coût du captage et de la séquestration est estimé à environ 80 \$/tonne au cours des premières années. Une partie de ce coût peut être récupérée en vendant le CO2 aux fins d'utilisation dans la récupération assistée du pétrole. Cependant, lorsqu'on tient compte de l'économie de récupération assistée du pétrole, le coût du CO₂ doit être de l'ordre d'environ 20 \$/tonne à 40 \$/tonne pour qu'un projet de récupération assistée du pétrole soit viable. Cela donne toujours un coût net allant de 40 \$/tonne à 60 \$/tonne²². Dans le cadre du Règlement, du point de vue de la société, l'utilisation du captage et séquestration de carbone pour capter les émissions de CO₂ entraînerait l'utilisation continue de ressources localement abondantes de charbon, permettrait le maintien d'emploi dans les centrales alimentées au charbon et les mines de charbon, l'augmentation de la production de pétrole et la création d'emplois et autres débouchés économiques (par exemple les fournisseurs canadiens de ces projets pourraient être bien placés pour exporter leurs technologies dans le reste du monde). La collecte de recettes issues du CO₂, des redevances, de l'impôt sur le revenu des particuliers et des sociétés, tout cela grâce à l'augmentation de l'activité économique issue de la mise en œuvre du captage et de la séquestration de carbone, et le prix de l'électricité plus élevé, permet de combler l'écart du coût net par tonne du déploiement du captage et de la séquestration de carbone du point de vue de la province.

²² EOR, An Opportunity for Alberta, Alberta Economic Development Agency, January 2009.

²² « EOR, An Opportunity for Alberta », Alberta Economic Development Agency, janvier 2009.

The scope of the analysis has been extended to include the costs and benefits of the incremental oil extraction. In estimating the costs and benefits, the following assumptions are made:

- Costs of EOR are \$6/barrel (bbl) of oil produced for capital, \$9/bbl for O&M, \$9.60/bbl for CO₂ recycle costs.²³
- GHG emissions are assumed to increase as per the average emissions per bbl of Canadian conventional oil production.
- For the central case, oil has been valued at the forecasted price of West Texas Intermediate (WTI) from E3MC, which is based on National Energy Board (NEB) projections.
- The use of one tonne of CO₂ for EOR results in three incremental bbl of oil production.²⁴

Coal-fired unit retirements and compliance flexibility options

Under the regulatory scenario modelled, coal units retire (close) at the end of their useful life or continue operating if they employ CCS. Although compliance flexibility options are available to all units that meet the criteria, for the purposes of modelling and based on expected responses to the Regulations, they were accounted for in the analysis as follows:

- <u>Substitution</u>: This flexibility was modelled to affect Nova Scotia. Trenton 5 swaps with Lingan 1, and Point Tupper 1 swaps with Lingan 2.
- <u>CCS Deferral</u>: The flexibility was modelled to affect Boundary Dam units 4 and 5 in Saskatchewan so that these units will not be required to meet the performance standard until 2025.
- <u>Fuel switching</u>: Point Tupper 1 (subsequently transferred to Lingan 2) and Coleson Cove 3 all have 18 months added to their end of life for re-commissioning to burn coal from oil.

Table 6 shows the coal units that are expected to retire by 2035 as a result of the Regulations. Overall, 5 452 MW of capacity and 20 units are retired, predominantly in Alberta (3 366 MW), which represents 62% of retired capacity.

Decommission costs of (undiscounted) \$96/KW²⁵ are assumed for coal units closed due to the Regulations. A sensitivity analysis is provided in section 7.6 to account for the large variation in decommissioning costs.

La portée de l'analyse a été élargie afin d'inclure les coûts et les avantages de l'augmentation de l'extraction du pétrole. Dans le cadre de l'estimation des coûts et des avantages, les hypothèses suivantes sont posées :

- Les coûts de récupération assistée du pétrole sont de 6 \$/baril de pétrole produit pour les immobilisations, de 9 \$/baril pour le fonctionnement et l'entretien, de 9,60 \$/baril pour les coûts de recyclage du CO₂²³.
- On présume que les émissions de gaz à effet de serre devraient augmenter selon la valeur moyenne des émissions par baril de production classique du pétrole au Canada.
- Selon le scénario de la valeur médiane, le pétrole a été évalué au prix de West Texas Intermediate (WTI) prévu par le modèle E3MC, qui est fondé sur les prévisions de l'Office national de l'énergie (ONE).
- L'utilisation d'une tonne de CO₂ pour la récupération assistée du pétrole donne une production de trois barils supplémentaires de pétrole²⁴.

Mises hors service de centrales alimentées au charbon et options de souplesse en matière de conformité

Selon le scénario réglementaire modélisé, les centrales au charbon sont mises hors service (ferment) à la fin de leur vie utile ou continuent à fonctionner si elles ont recours au captage et à la séquestration de carbone. Bien que les options de souplesse en matière de conformité soient accessibles à tous les groupes qui répondent aux critères, à des fins de modélisation et en fonction des réponses attendues par rapport au Règlement, elles ont été représentées dans l'analyse comme suit :

- <u>Substitution</u>: Cette souplesse a été modélisée pour toucher la Nouvelle-Écosse. Trenton 5 fait un échange avec Lingan 1 et Point Tupper fait un échange avec Lingan 2.
- Report de captage et séquestration de carbone : On a modélisé la souplesse pour qu'elle touche les groupes 4 et 5 de Boundary Dam en Saskatchewan, afin que ces groupes ne soient pas tenus de respecter la norme de rendement jusqu'en 2025.
- Remplacement de combustible: Point Tupper 1 (transféré par la suite à Lingan 2) et Coleson Cove 3 se sont vus ajouter 18 mois à la fin de leur vie utile parce qu'elles ont été remises en service à la suite d'un remplacement de l'huile par le charbon.

Le tableau 6 présente les groupes au charbon qui devraient être mis hors service d'ici 2035 dans le cadre du Règlement. Dans l'ensemble, 5 452 MW de capacité et 20 groupes sont mis hors service, principalement en Alberta (3 366 MW), ce qui représente 62 % de la capacité mise hors service.

On estime les coûts de désaffectation (non actualisés) à 96 \$/KW²⁵ pour les groupes au charbon ayant fermé à cause du Règlement. Une analyse de sensibilité est fournie à la section 7.6 pour prendre en compte la grande variation dans les coûts de mise hors service.

²³ United States Department of Energy, Improving Domestic Energy Security and Lowering CO₂ Emissions with "Next Generation" CO₂-Enhanced Oil Recovery (CO₂-EOR), June 20, 2011, Table V-1. These figures were also considered relevant within the Canadian context by EC experts.

²⁴ United States Department of Energy, Improving Domestic Energy Security and Lowering CO₂ Emissions with "Next Generation" CO₂-Enhanced Oil Recovery (CO₂-EOR), June 20, 2011.

Based on estimates from recent coal units decommissioned.

²³ Département de l'énergie des États-Unis, Improving Domestic Energy Security and Lowering CO₂ Emissions with "Next Generation" CO₂-Enhanced Oil Recovery (CO₂-EOR), le 20 juin 2011, tableau V-1. Ces chiffres ont également été jugés pertinents dans le contexte canadien par les experts d'Environnement Canada.

²⁴ Département de l'énergie des États-Unis, Improving Domestic Energy Security and Lowering CO₂ Emissions with "Next Generation" CO₂-Enhanced Oil Recovery (CO₂-EOR), le 20 juin 2011.

²⁵ D'après les estimations tirées de groupes au charbon récemment mis hors service

Table 6: Coal-fired Unit Retirements Due to the Regulations — By 2035

Region	Units	Coal Generation Capacity Retired (Unit # — MW)	Retirement Year
			2020
			2020
			2026
			2027
Alberta	10	3 366	2028
Alberta	10	3 300	2029
			2030
			2030
			2030
			2030
Saskatchewan	2	686	2030
Saskatenewan	2	080	2030
			2020
			2022
Nova Scotia	6	952	2030
Nova Scotta	0	932	2030
			2030
			2030
New Brunswick	1	350	2030
Manitoba	1	97	2030
Total	20	5 452	-

7.2 Economic tools, data and information sources

This analysis uses various sources, including a significant amount of data provided by provincial officials during the extensive post-CGI consultations.

7.2.1 Capacity, generation, emissions

This analysis is based on the modelling results done by Environment Canada (EC) using its E3MC model. Specifically, data on capacity, demand, generation, GHGs (CO₂e), CACs, and mercury emissions for both BAU and regulatory scenarios were populated from E3MC.

The Energy, Emissions and Economy Model for Canada has a dynamic view of the electricity system. When one unit closes, generation will be replaced with the least expensive option. Therefore, coal-fired unit closures will not always be replaced with a new plant if there are other less expensive options available. For example, in some cases, the most economically attractive option may be to compensate for lost generation from retiring coal-fired generation with additional generation from existing units with surplus capacity.

Tableau 6 : Mises hors service de groupes alimentés au charbon en raison du Règlement (d'ici 2035)

Région	Groupes	Capacité de production de charbon mise hors service (MW)	Année de mise hors service
			2020
			2020
			2026
			2027
Alberta	10	3 366	2028
Alberta	10	3 300	2029
			2030
			2030
			2030
			2030
Saskatchewan	2	686	2030
Saskatchewan	2	080	2030
			2020
			2022
Nouvelle-Écosse	6	952	2030
Nouvelle-Ecosse	0	932	2030
			2030
			2030
Nouveau-Brunswick	1	350	2030
Manitoba	1	97	2030
Total	20	5 452	-

7.2 Outils économiques, données et sources d'information

La présente analyse a recours à différentes sources, y compris une quantité importante de données fournies par les fonctionnaires provinciaux au cours des nombreuses consultations après la publication dans la Partie I de la *Gazette du Canada*.

7.2.1 Capacité, production, émissions

Cette analyse est basée sur les résultats de la modélisation obtenus par Environnement Canada (EC) à l'aide du modèle énergie-émissions-économie du Canada. Plus précisément, c'est le modèle E3MC qui a permis de produire des données sur la capacité, la demande, la production, les gaz à effet de serre (équivalents en CO₂), les principaux contaminants atmosphériques (PCA), ainsi que les émissions de mercure tant pour les scénarios de maintien du statu quo (MSQ) que pour les scénarios réglementaires.

Le modèle E3MC comporte un point de vue dynamique du réseau de production d'électricité. Lorsqu'un groupe ferme, la source de production d'électricité est remplacée par l'option la moins coûteuse. À ce titre, la fermeture de groupes alimentés au charbon n'entraînera pas toujours la création d'un groupe nouveau si des options moins coûteuses sont disponibles. Par exemple, dans certains cas, l'option la plus intéressante sur le plan économique peut être de compenser la production perdue lors de la mise hors service des groupes alimentés au charbon par une source de production supplémentaire issue de groupes existants disposant d'une capacité excédentaire.

It is important to note that E3MC's results provide only a central point estimate, projecting one plausible scenario of the many future pathways of generation and emissions. The projection reflects a wide range of assumptions that are based on expert-driven knowledge and both public and private data as of April 2012. As with any projection, these assumptions will ultimately differ from reality. For example, some coal-fired units assumed to close in the BAU scenario may not close in reality (and vice versa). Changes to key assumptions (e.g. macroeconomic outlook, utility plans, or development in commercially available technologies) would lead to different outcomes.

7.2.2 Fuel prices

The natural gas price projection used in the CGI analysis was based on the most up-to-date forecast available at the time, which came from Natural Resources Canada. Subsequently, the natural gas price projection has been updated to reflect a more recent forecast. These prices are somewhat higher than the CGI prices. Section 7.6.2 contains the results of a sensitivity analysis on the impact of future natural gas prices on consumer prices.

Projections of natural gas and coal prices to utility by province used in this analysis are based on estimates generated by E3MC, which are based on historical natural gas and coal costs for utilities by province from Statistics Canada. These historical prices are then grown by the projected growth rate of natural gas and coal prices from the National Energy Board (NEB).²⁶ These prices are shown for key provinces in Figures 3a and 3b. In general, the price of natural gas in one region differs from the price in another region only by the cost of transportation to get the gas to the end user.

While coal is produced in Alberta and Saskatchewan, Manitoba and Nova Scotia are dependent on imports. Manitoba generally imports coal from North Dakota for coal-fired generation, while Nova Scotia purchases bituminous coal on the international market that is generally of higher quality than the sub-bituminous and lignite coal used in Western Canada.

The NEB forecast underlying the natural gas prices used in the analysis projects an increase from US\$4.50/MMBtu in 2011 to US\$8.00 in 2035 at Henry Hub (in U.S. 2010 dollars). This could be considered conservative, as the most recent U.S. Energy Information Administration forecast (Annual Energy Outlook 2012 [AEO2012]) projects much slower price increases, reflecting the continued industry success in tapping extensive shale gas resources in the United States, which has led to a 19% increase in U.S. natural gas production since 2006. Particularly, forecast prices for natural gas remain below US\$5 through 2023, and then start to increase as production gradually shifts to resources that are less productive and more expensive, with the price rising to US\$6.53 by 2035.

entraîneraient des résultats différents.

7.2.2 Prix des combustibles

Il est important de noter que les résultats du modèle énergie-

émissions-économie du Canada fournissent une estimation mé-

diane, n'offrant qu'un seul scénario plausible parmi les nombreu-

ses voies de production et d'émissions possibles à l'avenir. Les

prévisions reflètent un large éventail d'hypothèses qui sont axées

sur les connaissances d'experts et les données des secteurs public

et privé depuis le mois d'avril 2012. Comme pour toutes les pré-

visions, ces hypothèses finiront par différer de la réalité. Par

exemple, certains groupes alimentés au charbon dont on suppose

la fermeture dans le scénario de maintien du statu quo pourraient

ne pas fermer dans la réalité (et vice-versa). Les modifications apportées à ces hypothèses (par exemple les perspectives macroéconomiques, les plans des entreprises de services publics ou le perfectionnement des technologies disponibles sur le marché)

La prévision du prix du gaz naturel utilisée dans l'analyse de la

Partie I de la Gazette du Canada est fondée sur les renseigne-

ments les plus à jour disponibles au moment de la prévision et qui

dans une autre région, rien qu'en raison du coût du transport pour amener le gaz à l'utilisateur final. Tandis que le charbon est produit en Alberta et en Saskatchewan, le Manitoba et la Nouvelle-Écosse dépendent des importations. En général, le Manitoba importe du charbon du Dakota du Nord pour les centrales au charbon, tandis que la Nouvelle-Écosse achète du charbon bitumineux sur le marché international qui est généralement de meilleure qualité que le charbon subbi-

tumineux et la lignite utilisés dans l'Ouest du Canada.

prix le taux de croissance du prix du gaz naturel et du charbon prévu par l'Office national de l'énergie (ONE)²⁶. Ces prix sont

présentés pour des provinces clés dans les figures 3a et 3b. En général, le prix du gaz naturel dans une région diffère du prix

Les prévisions des prix du gaz naturel de l'Office national de l'énergie utilisées dans l'analyse prévoient une augmentation de 4,50 dollars américains/MMBtu en 2011 à 8 dollars américains en 2035 au Henry Hub (en dollars américains de 2010). Cela pourrait être considéré comme prudent, car les prévisions les plus récentes de l'Energy Information Administration des États-Unis (Annual Energy Outlook 2012 [AEO2012]) envisagent une augmentation des prix beaucoup plus lente, ce qui reflète le succès continu de l'industrie à puiser dans les vastes ressources en gaz de schiste aux États-Unis, provoquant une augmentation de 19 % de la production de gaz naturel aux États-Unis depuis 2006. Plus particulièrement, les prévisions des prix du gaz naturel restent en deçà de 5 dollars américains jusqu'en 2023, puis elles commencent à augmenter progressivement tandis que la production passe progressivement aux ressources qui sont moins productives et plus coûteuses, le prix augmentant jusqu'à 6,53 dollars américains d'ici 2035.

proviennent de Ressources naturelles Canada. Par la suite, le prix du gaz naturel a été mis à jour afin de refléter la prévision la plus récente. Ces prix sont légèrement supérieurs à ceux publiés dans la Partie I de la Gazette du Canada. La section 7.6.2 contient les résultats d'une analyse de sensibilité sur l'incidence des futurs prix du gaz naturel sur les prix à la consommation. Les prévisions des prix du gaz naturel et du charbon pour les services publics par province utilisées dans cette analyse sont fondées sur des estimations générées par le modèle E3MC qui sont basées sur les données historiques des coûts du gaz naturel et du charbon, pour les services publics, par province selon Statistique Canada. On ajoute ensuite à ces données historiques sur les

Canada's Energy Future: Supply and Demand Projections to 2035, National Energy Board (November 2011).

²⁶ L'avenir énergétique du Canada : Projections de l'offre et de la demande d'énergie jusqu'en 2035, Office national de l'énergie (novembre 2011).

The coal price forecast underlying the prices used in the analysis remains relatively flat at 2011 prices throughout the forecast period for all provinces. The majority of coal imported to Nova Scotia for electricity generation comes from the United States, and the average price of coal increases by 1.4% per year in the AEO2012 reference case.

The modelling results find no change in these projected prices due to the Regulations. For natural gas, independent research²⁷ commissioned by Environment Canada concluded that an increase in demand of less than 1% in the overall North American market, as is the case for the Regulations, would not have a significant effect on natural gas prices.

The analysis also employs WTI oil price forecasts in its monetization of EOR. This price forecast is taken from E3MC, which is also based on the NEB forecast.

Les prévisions du prix du charbon qui présentent les prix utilisés dans l'analyse demeurent relativement semblables aux prix de 2011 tout au long de la période de prévision pour toutes les provinces. La majorité du charbon importé pour la production d'électricité en Nouvelle-Écosse provient des États-Unis et le prix moyen du charbon augmente de 1,4 % par année dans le cas de référence de l'Annual Energy Outlook 2012.

Les résultats de la modélisation ne trouvent aucune variation dans les prix prévus dans le cadre du Règlement. Pour le gaz naturel, les recherches indépendantes²⁷ demandées par Environnement Canada ont conclu qu'une augmentation de la demande de moins de 1 % dans l'ensemble du marché en Amérique du Nord, comme c'est le cas pour le Règlement, n'aurait pas une incidence importante sur les prix du gaz naturel.

L'analyse utilise également les prévisions du prix du pétrole de West Texas Intermediate (WTI) dans sa monétisation de la récupération assistée du pétrole. Cette prévision des prix est tirée du modèle E3MC, qui est également basé sur les prévisions de l'Office national de l'énergie.

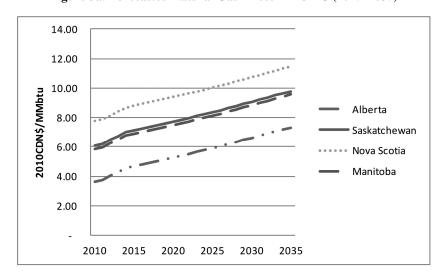


Figure 3a: Forecasted Natural Gas Prices — E3MC (2015–2035)

²⁷ Impact of a Performance Standard for Coal Fired Generation, Ziff Energy Group (March 2011).

²⁷ Impact of a Performance Standard for Coal Fired Generation, Ziff Energy Group (mars 2011).

Figure 3a: Prévision des prix du gaz naturel — E3MC (2015-2035)

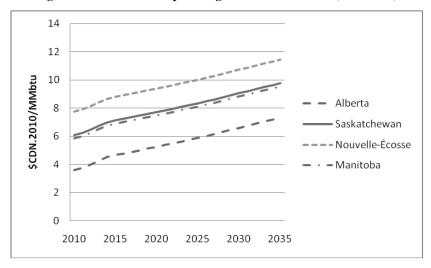


Figure 3b: Forecasted Coal Prices — E3MC (2015–2035)

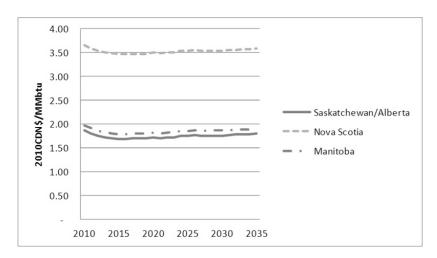
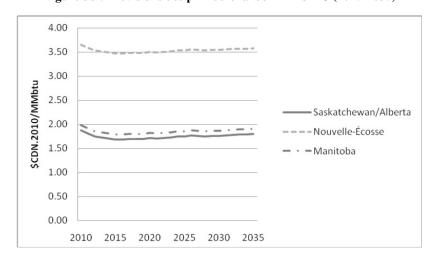


Figure 3b : Prévisions des prix du charbon — E3MC (2015-2035)



7.2.3 Import and export prices of electricity

The price forecasts for imports and exports of electricity are calculated within E3MC based on the historical mix and outlook of future mix of short- and long-term electricity export contracts. The prices of short-term and long-term electricity contracts vary systematically; thus assumptions on the future contract mix will influence forecasted prices. Imports from the United States are based on the weighted average cost of power from the importing area.

7.2.4 Air quality modelling

To estimate how these emission reductions will impact human health and the environment, Environment Canada first used A Unified Regional Air-Quality Modelling System (AURAMS) to predict how the emission changes will affect local air quality. This is a fully three-dimensional state-of-the-art numerical model described in peer-reviewed scientific literature. PAURAMS combined the information on predicted emission changes, with information on wind speed, temperatures, humidity levels, and existing pollution levels, in order to predict how these emissions changes will impact local air quality. Page 18 or 19 or

The CAC emissions (and resulting changes) are determined using emissions coefficients based on the 2009 National Pollutant Release Inventory (NPRI). The coefficients are determined by dividing a specific emission for 2009 by an economic driver for 2009 (e.g. volume of fuel used or volume of output). The results are then inputted into AURAMS.

7.2.5 Health and environmental benefits resulting from CAC reductions

The reductions in CAC emissions improve air quality, resulting in health and environmental benefits. Environmental benefits are estimated using Environment Canada's Air Quality Valuation Model (AQVM2). Health risks and impacts are estimated by

7.2.3 Prix des importations et des exportations d'électricité

Les prévisions relatives aux prix des importations et des exportations d'électricité sont calculées avec le modèle E3MC en s'appuyant sur les portefeuilles passés et prévus de contrats d'exportation d'électricité à court et à long terme. Les prix des contrats d'électricité à court et à long terme variant systématiquement, les hypothèses sur le futur portefeuille de contrats auront des répercussions sur les prix prévus. Les importations en provenance des États-Unis s'appuient sur le coût moyen pondéré de l'électricité dans la région d'importation.

7.2.4 Modélisation de la qualité de l'air

Pour estimer la façon dont ces réductions auront une incidence sur la santé humaine et l'environnement, Environnement Canada a d'abord utilisé un système régional unifié de modélisation de la qualité de l'air (AURAMS) afin de prévoir la façon dont les changements d'émissions auront une incidence sur la qualité de l'air local²⁸. Il s'agit d'un modèle numérique de pointe entièrement tridimensionnel décrit dans la documentation scientifique passée en revue par les pairs²⁹. AURAMS a combiné les renseignements sur les changements relatifs aux émissions prévus et des données sur la vitesse du vent, les températures, les niveaux d'humidité et les niveaux de pollution existants, afin de prévoir la façon dont ces changements vont toucher la qualité de l'air local³⁰.

Les émissions des principaux contaminants atmosphériques (et les changements qui en découlent) sont déterminées au moyen de coefficients d'émissions basés sur l'Inventaire national des rejets de polluants (INRP) de 2009. Les coefficients sont calculés en divisant une émission donnée pour 2009 par un facteur économique de la même année (par exemple le volume de combustible utilisé ou le volume d'extrants). Les résultats sont ensuite saisis dans le modèle AURAMS.

7.2.5 Avantages pour la santé et l'environnement des réductions des principaux contaminants atmosphériques (PCA)

Les réductions des émissions des principaux contaminants atmosphériques améliorent la qualité de l'air, ce qui entraîne des avantages pour la santé et l'environnement. Les avantages pour l'environnement sont estimés à l'aide du modèle d'évaluation de

AURAMS was developed and is continually updated by Environment Canada scientists of the Science and Technology Branch. AURAMS is currently used by Environment Canada for various applications related to air pollution in North America. The model is intended to describe the formation of tropospheric ozone, particulate matter, and acid deposition in North America in support of policy and decision making.

²⁹ See Gong et al., 2006; McKeen et al., 2007; Samaali et al., 2009; Smyth et al., 2009.

³⁰ The relationship between air pollution emissions and ambient air quality is extremely complicated and non-linear. This is particularly true for the formation of ground level ozone, through the interaction of NO_x and VOCs.

AURAMS a été élaboré et est continuellement mis à jour par les scientifiques d'Environnement Canada de la Direction générale des sciences et de la technologie. AURAMS est actuellement utilisé par Environnement Canada pour diverses applications liées à la pollution atmosphérique en Amérique du Nord. Le modèle a pour objectif de décrire la formation de l'ozone troposphérique, les matières particulaires, et les dépôts acides en Amérique du Nord en vue de soutenir l'élaboration de politiques et la prise de décisions.

²⁹ Voir Gong *et al.*, 2006; McKeen *et al.*, 2007; Samaali *et al.*, 2009; Smyth *et*

³⁰ La relation entre les émissions de polluants atmosphériques et la qualité de l'air ambiant est très complexe et non linéaire. Cela est particulièrement vrai pour la formation d'ozone troposphérique, par l'entremise de l'interaction d'oxyde d'azote et de composés organiques volatils.

Health Canada using the Air Quality Benefits Assessment Tool (AQBAT).³¹

7.3 Costs

7.3.1 Demand

As stated above, the demand for electricity used in this analysis is obtained from Environment Canada's E3MC model. Under the BAU, the total demand for electricity is projected to increase from 538 TWh in 2015 to 652 TWh by 2035 (Table 7).

Under the regulatory scenario, relative to the BAU, the demand for electricity declines slightly by 2035, from 652 TWh to 646 TWh. This 6 TWh (0.79%) reduction is primarily attributable to the response of the industrial sector to the price impacts of the Regulations.

la qualité de l'air (MEQA) d'Environnement Canada. Santé Canada estime les risques et les répercussions relatifs à la santé à l'aide de l'outil pour évaluer les avantages d'une meilleure qualité de l'air (OEAQA)³¹.

7.3 Coûts

7.3.1 Demande

Comme il a été mentionné précédemment, la demande en électricité utilisée dans cette analyse provient du modèle E3MC d'Environnement Canada. Selon le scénario de maintien du statu quo, la demande totale en électricité devrait augmenter de 538 TWh en 2015 à 652 TWh d'ici 2035 (tableau 7).

Selon le scénario réglementaire, par rapport au maintien du statu quo, la demande en électricité diminue légèrement d'ici 2035, de 652 TWh à 646 TWh. Cette réduction de 6 TWh (0,79 %) est principalement attribuable à la réponse du secteur industriel par rapport à l'incidence sur les prix occasionnée par le Règlement.

Table 7: Electricity Demand (TWh) by Sector — Canada

	2015				2030		2035			
Sector	BAU	Reg	% Diff	BAU	Reg	% Diff	BAU	Reg	% Diff	
Residential	166	166	0.00%	176	176	-0.19%	180	179	-0.24%	
Commercial	156	156	0.00%	185	185	-0.27%	197	196	-0.31%	
Industrial	216	216	0.00%	257	253	-1.39%	274	270	-1.50%	
Transportation	1	1	0.00%	1	1	0.00%	1	1	0.00%	
Total	538	538	0.00%	620	615	-0.71%	652	646	-0.79%	

Tableau 7 : Demande en électricité (TWh) par secteur — Canada

		2015			2030		2035			
Secteur	MSQ	Règlement	% d'écart	MSQ	Règlement	% d'écart	MSQ	Règlement	% d'écart	
Résidentiel	166	166	0,00 %	176	176	-0,19 %	180	179	-0,24 %	
Commercial	156	156	0,00 %	185	185	-0,27 %	197	196	-0,31 %	
Industriel	216	216	0,00 %	257	253	-1,39 %	274	270	-1,50 %	
Transports	1	1	0,00 %	1	1	0,00 %	1	1	0,00 %	
Total	538	538	0,00 %	620	615	-0,71 %	652	646	-0,79 %	

7.3.2 Capacity

Under the regulatory scenario, incremental to the BAU, coal-fired electricity generating capacity is expected to be reduced by 6 820 MW by 2035 (Table 8). This is mainly due to the 20 coal units retired (Table 6) but it is also due to avoided coal builds.

7.3.2 Capacité

Selon le scénario réglementaire, supplémentaire au maintien du statu quo, on s'attend à ce que la capacité de production d'électricité alimentée au charbon soit réduite de 6 820 MW d'ici 2035 (tableau 8). Cette réduction est principalement due à la mise

³¹ The AQBAT model contains functions representing the relationship between air pollution exposure, and per capita health risks. The model also contains estimates of the social welfare benefit (or socio-economic value) of reducing the risks of different health outcomes. Using the estimated changes in ambient air quality under the Regulations, AQBAT estimated how the per capita risk of health problems would be reduced. Changes in per capita health risks are then multiplied by the appropriate socio-economic value to estimate the benefit of the per capita risk reductions. Both the reduction in per capita risks and the estimated per capita welfare benefits are then multiplied by the exposed population to determine the estimated number of avoided health events and the total economic value of the health benefits, for each census division in Canada. These are then aggregated by census division to calculate provincial and national health impacts and benefits.

Le modèle OEAQA comprend des fonctions qui représentent la relation entre l'exposition à la pollution atmosphérique et les risques pour la santé par habitant. Le modèle contient également des estimations des avantages pour le bien-être social (ou la valeur socioéconomique) de réduire les risques de différents résultats pour la santé. À partir des changements estimés dans la qualité de l'air ambiant dans le cadre du Règlement, l'outil OEAQA a estimé la façon dont les risques de problèmes de santé par habitant seraient réduits. Les changements dans les risques pour la santé par habitant ont ensuite été multipliés par la valeur socioéconomique appropriée en vue d'estimer les avantages de la réduction des risques par habitant. La réduction des risques par habitant ainsi que l'estimation des avantages pour le bien-être par habitant ont ensuite été multipliées par la population exposée pour déterminer le nombre d'événements liés à la santé évités et la valeur économique totale des avantages pour la santé, et ce, pour chaque division de recensement au Canada. Ces estimations ont ensuite été rassemblées par la division de recensement pour déterminer les répercussions et les avantages pour la santé à l'échelle provinciale et nationale.

Overall, 3 513 MW of incremental natural gas capacity is added by 2035 with the largest additions in Alberta, followed by Nova Scotia (Table 8). Minor additions in renewable capacity are also projected to occur. The net reduction in capacity (-3 290 MW) is the product of provinces leveraging existing capacity that is under-utilized to comply with the Regulations. More specifically, under the BAU,

- the average capacity utilization at coal-fired units in Canada is 91% by 2035 (increasing to 95% under the regulatory scenario); and
- the average capacity utilization at natural gas-fired units in Canada is 43% by 2035 (increasing to 54% under the regulatory scenario).

Table 8: Incremental Change in Generation Capacity (MW) by 2035

Region	Coal	Natural Gas	Others*	Total
AB	-5 016	2 584	-24	-2 456
SK	-754	100	-9	-663
NS	-952	555	-2	-398
MB	-97	99	2	3
Canada**	-6 820	3 513	17	-3 290

^{*} Others include biomass, wind, hydro, solar, and waste.

Note that Sundance 7, 8, and 9 are expected to come on line as natural gas plants as advised by Alberta. Therefore, these units are added to the regulatory scenario. In costing the new capacity (capital, average fixed O&M, and average variable O&M costs), Environment Canada uses publicly available information such as the U.S. Energy Information Administration's AEO 2011 and input from stakeholders for some specific units.

7.3.3 Generation

As coal plants shut down, both in the BAU and in the regulatory scenario, and natural gas units are built, a change in generation mix occurs. Under the BAU, coal-fired electricity generation remains at 69 TWh in 2015 increasing to 79 TWh by 2035 (Table 9). Over the same period, natural gas generation increases from 56 TWh in 2015 to 87 TWh in 2035.

Under the regulatory scenario, coal-fired generation decreases to 65 TWh by 2025, reaching 35 TWh by 2035 (55% decrease from the BAU). Of these 35 TWh generated by coal-fired generation, 8 TWh are estimated to be generated by coal CCS. In 2035, around 68% of Saskatchewan's total coal generation is projected to be from coal CCS. Moreover, natural gas generation increases to 79 TWh by 2025, reaching 126 TWh by 2035 (44% increase

hors service de 20 groupes au charbon (tableau 6), mais est également partiellement causée par la construction évitée de groupes au charbon. Dans l'ensemble, 3 513 MW de capacité au gaz naturel supplémentaire sont ajoutés d'ici 2035, les plus grands ajouts ayant lieu en Alberta, suivi par la Nouvelle-Écosse (tableau 8). Des ajouts mineurs à la capacité renouvelable devraient également se produire. La réduction nette de la capacité (-3 290 MW) est le produit de provinces tirant parti de la capacité existante qui est sous-utilisée afin de se conformer au Règlement. Plus précisément, selon le scénario de maintien du statu quo :

- la valeur moyenne de l'utilisation de la capacité à des groupes alimentés au charbon au Canada est de 91 % en 2035 (soit une augmentation à 95 % dans le cadre du scénario réglementaire);
- la valeur moyenne de l'utilisation de la capacité à des groupes alimentés au gaz naturel au Canada est de 43 % en 2035 (soit une augmentation à 54 % dans le cadre du scénario réglementaire).

Tableau 8 : Changement graduel de la capacité de production d'électricité (MW) d'ici 2035

Région	Charbon	Gaz naturel	Autres*	Total
Alb.	-5 016	2 584	-24	-2 456
Sask.	-754	100	-9	-663
NÉ.	-952	555	-2	-398
Man.	-97	99	2	3
Canada**	-6 820	3 513	17	-3 290

^{*} Autres = la biomasse, l'énergie éolienne, l'hydroélectricité, l'énergie solaire, ainsi que les déchets.

Il est à noter que les groupes Sundance 7, 8 et 9 devraient entrer en activité en tant que groupes au gaz naturel, tel qu'il a été indiqué par l'Alberta. À ce titre, ces groupes sont ajoutés au scénario réglementaire. Pour établir le coût de la nouvelle capacité (immobilisations, coûts fixes moyens de fonctionnement et d'entretien et coûts variables moyens de fonctionnement et d'entretien), Environnement Canada utilise les renseignements accessibles au public, tels que l'Annual Energy Outlook 2011 de l'Energy Information Administration des États-Unis et les commentaires des intervenants pour certains groupes spécifiques.

7.3.3 Production

Tandis que les groupes au charbon sont fermés, que ce soit dans le cadre du scénario de maintien du statu quo ou du scénario réglementaire, et que les groupes alimentés au gaz naturel sont construits, un changement se produit dans les différentes sources de production d'électricité. Selon le scénario de maintien du statu quo, la production d'électricité au charbon demeure à 69 TWh en 2015 pour augmenter à 79 TWh d'ici 2035 (tableau 9). Au cours de la même période, la production au gaz naturel augmente de 56 TWh en 2015 à 87 TWh en 2035.

Selon le scénario réglementaire, la production d'électricité au charbon diminue à 65 TWh d'ici 2025, atteignant 35 TWh d'ici 2035 (soit une baisse de 55 % par rapport au scénario de maintien du statu quo). De ces 35 TWh d'électricité produits à partir de groupes alimentés au charbon, on estime que 8 TWh sont produits par des groupes équipés de systèmes de captage et de séquestration de carbone. On prévoit qu'en 2035, environ 68 % de la

^{**} Note that Canadian totals include all jurisdictions in Canada.

^{**} Notez que les totaux pour le Canada comprennent toutes les juridictions du Canada.

from BAU). There is a negligible impact on non-emitting generation.

production totale au charbon en Saskatchewan sera produite par des groupes équipés de systèmes de captage et de séquestration de carbone. De plus, la production au gaz naturel augmentera à 79 TWh d'ici 2025, atteignant 126 TWh d'ici 2035 (soit une augmentation de 44 % par rapport au scénario de maintien du statu quo). Il y a une incidence négligeable sur les sources production non émettrices.

Table 9: Electricity Generation (TWh) by Fuel Type — Canada

	2015				2025			2030			2035		
Type	BAU	Reg	% Diff	BAU	Reg	% Diff	BAU	Reg	% Diff	BAU	Reg	% Diff	
Coal	69	69	0%	70	65	-8%	70	37	-48%	79	35	-55%	
Natural gas	56	56	0%	75	79	6%	84	113	34%	87	126	44%	
Oil	6	6	0%	4	5	7%	5	4	5%	4	4	-1 %	
Non-emitting*	536	536	0%	585	585	0%	604	604	0%	619	620	0%	
Total	667	667	0%	735	734	0%	763	759	-1%	790	786	-1%	

^{*} Non-emitting = Biomass + geothermal + hydro + landfill gases/waste + nuclear + solar + wave + wind

Tableau 9 : Production d'électricité (TWh) par type de combustible au Canada

	2015				2025			2030			2035		
Type	MSQ	Régl.	% d'écart	MSQ	Régl.	% d'écart	MSQ	Régl.	% d'écart	MSQ	Régl.	% d'écart	
Charbon	69	69	0 %	70	65	-8 %	70	37	-48 %	79	35	-55 %	
Gaz naturel	56	56	0 %	75	79	6 %	84	113	34 %	87	126	44 %	
Pétrole	6	6	0 %	4	5	7 %	5	4	5 %	4	4	-1 %	
Sources non émettrices*	536	536	0 %	585	585	0 %	604	604	0 %	619	620	0 %	
Total	667	667	0 %	735	734	0 %	763	759	-1 %	790	786	-1 %	

^{*} Sources non émettrices = biomasse + énergie géothermique + hydroélectricité + gaz d'enfouissement/déchets + énergie nucléaire + énergie solaire + énergie des vagues + énergie éolienne

Over 2015 to 2035, relative to BAU, there is a total reduction in coal-fired generation of 298 TWh (Table 10) from provinces primarily affected by the Regulations (Alberta — -252; Saskatchewan — -27; Nova Scotia — -20). This displacement of generation from coal-fired units is mostly offset by a 256 TWh increase in natural gas generation (Alberta — 222; Saskatchewan — 22; Nova Scotia — 8). This yields a reduction in generation of 39 TWh, which is mainly due to reduced demand.

De 2015 à 2035, dans le cadre du maintien du statu quo, il y a une réduction totale de 298 TWh dans la production alimentée au charbon (tableau 10) dans les provinces concernées par le Règlement (principalement en Alberta — -252; en Saskatchewan — -27; et en Nouvelle-Écosse — -20). Ce déplacement de la production des groupes alimentés au charbon est principalement contrebalancé par une augmentation de la production au gaz naturel de 256 TWh (Alberta — 222; Saskatchewan — 22; Nouvelle-Écosse — 8). Ce déplacement engendre une réduction de la production de 39 TWh, principalement en raison d'une baisse de la demande.

Table 10: Change in Electricity Generation and Flows by Region, 2015–2035 (TWh)

			Net Im	Net Imports**			
Region	Coal	Natural Gas	Petrol	Non-Emitting*	Total	From Provinces	From U.S.
SK	-27	22	0	0.1	-5	8	4
NB	1	1	-1	1.0	2	-6	0
AB	-252	222	0	-0.6	-30	0	0
NS	-20	8	3	0.0	-9	7	0
Canada***	-298	256	2	1.3	-39	0	4

^{*} Non-emitting = Biomass + geothermal + hydro + landfill gases/waste + nuclear + solar

^{**} Net imports = imports - exports. Increase in net imports means increase in imports and/or decrease in exports.

Tableau 10 : Variation de la	production d'électricité et des débits par région 2015-2035 (TWh)

			Importations nettes**				
Région	Charbon	Gaz naturel	Pétrole	Pétrole Sources non émettrices*		Des provinces	Des États-Unis
Sask.	-27	22	0	0,1	-5	8	4
NB.	1	1	-1	1,0	2	-6	0
Alb.	-252	222	0	-0,6	-30	0	0
NÉ.	-20	8	3	0,0	-9	7	0
Canada***	-298	256	2	1,3	-39	0	4

^{*} Sources non émettrices = biomasse + énergie géothermique + hydroélectricité + gaz d'enfouissement/déchets + énergie nucléaire + énergie solaire

7.3.4 Imports and exports of electricity

Under the BAU, electricity imports would increase from 14 TWh in 2015 to 19 TWh by 2035 (Table 11). Over the same period, electricity exports would increase from 68 TWh in 2015 to 86 TWh in 2025, and then decline to 85 TWh by 2030 and to 77 TWh in 2035. The sharp decline in electricity exports post 2030 is projected to occur because, over time, under the BAU, the excess capacity previously being exported is being relied upon to meet the domestic market (e.g. new capacity is not built to support the export market).

Under the regulatory scenario, electricity imports would increase to 19 TWh by 2035 (2% increase from BAU). Moreover, electricity exports would increase to 86 TWh by 2025, and then decline to 83 TWh by 2030, and to 76 TWh by 2035 (2% decrease from BAU). The Regulations would cause Canada to rely marginally more on imports, while reducing its electricity exports since a greater portion of its capacity would now be required to accommodate the demand from the domestic market. As imports increase and exports decrease, net electricity imports increase, although it should be noted that Canada remains a net exporter of electricity and imports will still represent a small share of overall electricity demand in Canada under the Regulations.

7.3.4 Importations et exportations d'électricité

Dans le cadre du scénario de maintien du statu quo, les importations d'électricité devraient augmenter de 14 TWh en 2015 à 19 TWh d'ici 2035 (tableau 11). Au cours de la même période, les exportations d'électricité devraient augmenter de 68 TWh en 2015 à 86 TWh en 2025, puis baisser à 85 TWh d'ici 2030 et à 77 TWh en 2035. On s'attend à une forte baisse des exportations d'électricité au-delà de 2030, car au fil du temps, selon le scénario de maintien du statu quo, on compte sur la capacité excédentaire précédemment exportée pour répondre à la demande du marché intérieur (par exemple la nouvelle capacité n'est pas destinée à soutenir le marché d'exportation).

Selon le scénario réglementaire, les importations d'électricité devraient augmenter de 19 TWh d'ici 2035 (augmentation de 2 % par rapport au maintien du statu quo). De plus, les exportations d'électricité devraient augmenter à 86 TWh d'ici 2025, puis diminuer à 83 TWh d'ici 2030 et à 76 TWh d'ici 2035 (diminution de 2 % par rapport au scénario de maintien du statu quo). Avec ce règlement, le Canada est susceptible de dépendre exceptionnellement plus des importations, tout en réduisant ses exportations d'électricité étant donné qu'une plus grande partie de sa capacité sera désormais requise pour répondre à la demande du marché intérieur. Lorsque les importations augmentent et que les exportations diminuent, les importations nettes d'électricité augmentent, même s'il convient de noter que le Canada reste un exportateur net d'électricité et que les importations représenteront encore une petite part de la demande globale en électricité au Canada, en vertu du Règlement.

Table 11: Electricity Exports and Imports — Canada (TWh)

Туре	2015			2025		2030			2035			
	BAU	Reg	% Diff	BAU	Reg	% Diff	BAU	Reg	% Diff	BAU	Reg	% Diff
Imports	14	14	0%	18	18	1%	19	19	3%	19	19	2%
Exports	68	68	0%	86	86	-1 %	85	83	-2%	77	76	-2%
Net imports	-55	-55	0%	-69	-68	-1%	-66	-64	-4%	-58	-57	-3%

Tableau 11 : Exportations et importations d'électricité — Canada (TWh)

Туре	2015			2025			2030			2035		
	MSQ	Règl.	% d'écart									
Importations	14	14	0 %	18	18	1 %	19	19	3 %	19	19	2 %
Exportations	68	68	0 %	86	86	-1 %	85	83	-2 %	77	76	-2 %
Importations nettes	-55	-55	0 %	-69	-68	-1 %	-66	-64	-4 %	-58	-57	-3 %

^{**} Importations nettes = importations - exportations. Une hausse des importations nettes signifie une augmentation des importations et une diminution des exportations.

^{***} Notez que les totaux comprennent toutes les juridictions du Canada.

7.3.5 Interprovincial trade flows

As a result of the Regulations, there will likely be some key shifts in interprovincial electricity trade flows. These would be required to support the displaced coal-fired generation from affected provinces. More specifically, relative to BAU, over 2015 to 2035,

- Nova Scotia exports less to New Brunswick (5 TWh) and imports more from New Brunswick (2 TWh);
- Manitoba exports more to Saskatchewan (8 TWh) and imports more from Ontario (1 TWh); and
- Quebec exports more to New Brunswick (1 TWh) and imports less from New Brunswick (1 TWh).

Environment Canada's modelling assumed that no new infrastructure would be built to allow a significant increase in electricity trade. While Environment Canada's model has the capacity to build interprovincial and international flows, due diligence was undertaken to ensure that provincial plans are fully respected (i.e. the model only builds new transmission that is provided in provincial plans). If new infrastructure is built, then the model includes the full cost related to the building of the new transmission capacity.

7.3.6 Costs and avoided costs to the electricity sector

Table 12 shows the present value of various major costs and avoided costs under the Regulations. Over the 2015 to 2035 time period, the Regulations would force traditional coal plants to retire, promoting the expansion of plants with lower levels of greenhouse gas emissions.

When a coal plant closes, there is a cost of decommissioning the plant, and a savings associated with the avoided fixed and variable O&M costs, as well as the avoided coal costs and avoided future refurbishments. However, since the period of study ends at 2035, the residual value of the avoided refurbishments is netted off by amortizing the initial costs over the expected lifetime of the investment to ensure that only benefits accrued within the study period are included in the calculations.

When a natural gas or coal CCS plant opens there are costs associated with it, including new capital investments, fuel costs, as well as additional fixed and variable O&M costs. Once again, the residual value of the new capital investments is netted off to ensure that only costs within the period of study are analyzed. This is done using the same methodology as with the residual value of the avoided refurbishments.

Finally, the Regulations prevent some planned coal units from being built. These avoided builds come with benefits of avoided capital investments (and their residuals, treated in the same manner as described above), as well as avoided coal fuel costs and avoided fixed/variable O&M costs.

7.3.5 Flux commerciaux interprovinciaux

À l'issue de ce règlement, il y aura certains changements clés dans les échanges commerciaux interprovinciaux. Ces derniers seront nécessaires pour appuyer la production alimentée au charbon remplacée des provinces concernées. Plus précisément, voici ce qui est prévu de 2015 à 2035 par rapport au scénario de maintien du statu quo :

- la Nouvelle-Écosse exporte moins vers le Nouveau-Brunswick (5 TWh), mais importe plus du Nouveau-Brunswick (2 TWh);
- le Manitoba exporte plus vers la Saskatchewan (8 TWh) et importe plus de l'Ontario (1 TWh);
- le Québec exporte plus au Nouveau-Brunswick (1 TWh) et importe moins du Nouveau-Brunswick (1 TWh).

Dans la modélisation d'Environnement Canada, on a pris l'hypothèse selon laquelle aucune nouvelle infrastructure ne serait construite afin de permettre une augmentation importante des échanges commerciaux d'électricité. Bien que le modèle d'Environnement Canada ait la capacité de créer des flux à l'échelle interprovinciale et internationale, il a fallu faire preuve de diligence raisonnable afin de s'assurer que les plans provinciaux sont entièrement respectés (par exemple le modèle permet de créer uniquement une nouvelle transmission, qui est fournie dans les plans provinciaux). Si une nouvelle infrastructure est créée, le modèle établit alors le coût total lié à la construction de la nouvelle capacité de transport.

7.3.6 Coûts et coûts éludés pour le secteur de l'électricité

Le tableau 12 présente la valeur actualisée des principaux coûts et coûts éludés dans le cadre du Règlement. Au cours de la période de 2015 à 2035, le Règlement entraînerait la mise hors service des centrales au charbon traditionnelles et favoriserait la construction de centrales émettant moins de gaz à effet de serre.

La mise hors service d'une centrale au charbon engendre des coûts, mais aussi des économies associées aux coûts fixes et variables évités pour le fonctionnement et l'entretien, ainsi qu'aux coûts évités pour l'achat de charbon et les remises à neuf ultérieures. Cependant, étant donné que la période de l'étude se termine en 2035, la valeur résiduelle des coûts évités pour les remises à neuf est déduite en amortissant les coûts initiaux sur la durée de vie prévue de l'investissement afin de s'assurer que seuls les avantages accumulés au cours de la période d'étude sont inclus dans les calculs.

Lorsqu'un groupe au gaz naturel ou de captage et de séquestration du carbone issu du charbon est mis en exploitation, des coûts y sont associés, notamment de nouvelles dépenses en immobilisations, des coûts liés au carburant, ainsi que des coûts fixes et variables additionnels pour le fonctionnement et l'entretien. Une fois de plus, la valeur résiduelle des nouvelles dépenses en immobilisations est déduite pour s'assurer que seuls les coûts engagés pendant la période de l'étude sont analysés. Cela est effectué en utilisant la même méthodologie que pour la valeur résiduelle des remises à neuf évitées.

Enfin, le Règlement empêche la construction de certains groupes au charbon prévus. Le fait de ne pas construire ces groupes permet d'éviter les dépenses en immobilisations (et leur valeur résiduelle est traitée de la même façon que celle décrite ci-dessus) ainsi que les coûts liés au charbon et les coûts fixes et variables pour le fonctionnement et l'entretien.

The present value of capital costs (including avoided refurbishments, additional capital and avoided capital investments, and their corresponding residuals) increases by \$67 million over the study's time period. The present value of the net fuel costs (netting the coal savings from the natural gas costs) increases by \$4,461 million. The present value of the net fixed O&M costs decreases by \$582 million, while the present value of the net variable O&M costs increases by \$2,778 million. The cost of decommissioning the retired coal plants comes to a present value of \$329 million. Overall, generation costs for the electricity utility generation sector increase by \$7,052 million over the study period due to the Regulations.

Table 12: Change in Generation Costs — Canada (Present Value in Millions of 2010 Dollars)

Cost category	2015	2020	2025	2030	2035	Cumulative— 2015 to 2035
Net capital costs	0	-92	1,148	1,239	-530	67
Net capital investment	0	68	1,236	2,107	-1,372	751
New capital investments	0	68	1,406	2,145	356	6,365
Residual value of capital Avoided capital investments	0	0	-170	-39	-4,419 -2,210	-4,419 -6,095
Residual value of avoided capital					4,900	4,900
Net refurbishments	0	-160	-88	-867	842	-684
Avoided refurbishment of coal units	0	-160	-88	-867	0	-1,526
Residual value of avoided refurbishments					842	842
Net fuel costs	0	77	68	461	720	4,461
Increased natural gas	0	155	153	881	1,091	7,954
Avoided coal	0	-78	-85	-420	-371	-3,494
Net fixed O&M	0	-2	-16	-77	-72	-582
Additional fixed O&M	0	2	7	28	38	250
Avoided fixed O&M	0	-4	-22	-105	-110	-833
Net variable O&M	0	107	69	232	334	2,778
Additional variable O&M	0	129	99	344	465	3,810
Avoided variable O&M	0	-22	-30	-112	-131	-1,032
Decommissioning costs	0	39	0	210	0	329
Total: Generation costs	0	128	1,269	2,065	451	7,052

La valeur actualisée des coûts en capital (y compris les remises à neuf évitées, les besoins supplémentaires en capital et les dépenses évitées en immobilisations, ainsi que leur valeur résiduelle) augmente de 67 millions de dollars au cours de la période d'étude. La valeur actualisée des coûts de combustibles nets (en déduisant les économies en charbon des coûts de gaz naturel) augmente de 4 461 millions de dollars. La valeur actualisée des coûts fixes nets de fonctionnement et d'entretien diminue de 582 millions de dollars, tandis que la valeur actualisée des coûts variables nets de fonctionnement et d'entretien augmente de 2 778 millions de dollars. La valeur actualisée du coût de la mise hors service des groupes au charbon est de 329 millions de dollars. Dans l'ensemble, les coûts de production pour les services publics d'électricité augmentent de 7 052 millions de dollars au cours de la période d'étude en raison du Règlement.

Tableau 12 : Variation des coûts de production — Canada (Valeur actualisée, en millions de dollars de 2010)

Catégorie des coûts	2015	2020	2025	2030	2035	Cumulatif — 2015 à 2035
Coûts d'immobilisations nets	0	-92	1 148	1 239	-530	67
Investissement en immobilisation net	0	68	1 236	2 107	-1 372	751
Nouvelles dépenses en immobilisations	0	68	1 406	2 145	356	6 365
Valeur résiduelle des dépenses en immobilisations Dépenses en immobilisations évitées Valeur résiduelle	0	0	-170	-39	-4 419 -2 210	-4 419 -6 095
des dépenses en immobilisations évitées					4 900	4 900
Remise en état nette	0	-160	-88	-867	842	-684
Valeur résiduelle des remises à neuf évitées	0	-160	-88	-867	0	-1 526
Valeur résiduelle des remises à neuf évitées					842	842
Coûts des combustibles nets	0	77	68	461	720	4 461
Augmentation du gaz naturel	0	155	153	881	1 091	7 954
Charbon évité	0	-78	-85	-420	-371	-3 494
Coûts fixes nets de fonctionnement et entretien	0	-2	-16	-77	-72	-582
Coûts fixes de fonctionnement et entretien additionnels Coûts fixes de	0	2	7	28	38	250
fonctionnement et entretien évités	0	-4	-22	-105	-110	-833
Coûts variables nets de fonctionnement et entretien	0	107	69	232	334	2 778
Coûts variables de fonctionnement et entretien additionnels	0	129	99	344	465	3 810
Coûts variables de fonctionnement et entretien évités	0	-22	-30	-112	-131	-1 032
Mises hors service	0	39	0	210	0	329
Total : coûts de production	0	128	1 269	2 065	451	7 052

Table 13 shows the present value of the change in generation costs for key provinces. Over 2015 to 2035, the largest increase would be for Alberta (\$5,882 million), followed by Saskatchewan (\$1,174 million), Manitoba (\$95 million) and Nova Scotia (-\$217 million).

Table 13: Change in Generation Costs, by Region (Present Value in Millions of 2010 Dollars)

Region	Net Capital Costs	Net Fuel Costs	Net O&M	Decomm. Costs	Total
AB	-421	3,722	2,362	219	5,882
MB	13	76	1	6	95
NS	-43	-148	-90	65	-217
SK	479	745	-88	39	1,174
Total for Above Regions	27	4,394	2,185	328	6,934

Alberta

The majority of the incremental generation costs in Alberta due to the Regulation are fuel and O&M costs. Net capital costs are negative because the avoided costs for refurbishment and capital are greater than the capital investment in natural gas. The incremental fuel costs are much greater because of the spread between coal and natural gas prices to electric utilities.

Nova Scotia

The Regulations create incremental avoided generation costs for Nova Scotia. Although the cost of additional plant builds is greater than the avoided builds, the additional avoided refurbishment costs associated with the decommissioned plants causes a net avoided capital cost.

In addition, despite the increase in unit fuel costs due to the spread between natural gas and coal prices to electrical utilities, Nova Scotia experiences a decrease in total fuel costs. This is because coal generation decreases by over two times the amount that natural gas generation increases, partially as a result of Nova Scotia's DSM policies, but also due to decreased interprovincial exports and increased interprovincial imports.³²

Saskatchewan

A large portion of the incremental generation costs are due to the capital costs of CCS. There are also increases in fuel costs as more generation moves from coal to natural gas.

7.3.7 Foreign imports/export costs

Over 2015 to 2035, cumulative U.S. electricity imports would increase by an incremental 4 TWh while cumulative exports decline by 13 TWh (Table 14). The reduction in coal generation would cause provinces to reduce their supply to the United States since this capacity would now be required to serve the domestic

Le tableau 13 présente la valeur actualisée liée à la variation des coûts de production d'électricité pour les provinces clés. De 2015 à 2035, la plus grande augmentation serait observée en Alberta (5 882 millions de dollars), suivie de la Saskatchewan (1 174 millions de dollars), du Manitoba (95 millions de dollars) et de la Nouvelle-Écosse (-217 millions de dollars).

Tableau 13 : Variation des coûts de production, par région (Valeur actualisée, en millions de dollars de 2010)

Région	Immobilisations	Combustible	Fonction- nement et entretien	Mises hors service	Total
Alb.	-421	3 722	2 362	219	5 882
Man.	13	76	1	6	95
NÉ.	-43	-148	-90	65	-217
Sask.	479	745	-88	39	1 174
Total pour les régions ci-dessus	27	4 394	2 185	328	6 934

Alberta

En Alberta, la majeure partie de la hausse graduelle des coûts de production en raison de l'adoption du Règlement est liée aux combustibles ainsi qu'au fonctionnement et à l'entretien. Les coûts d'immobilisations nets sont négatifs puisque les économies liées aux remises en état et au capital sont supérieures aux dépenses d'investissement en capital relatives au gaz naturel. La hausse du coût des combustibles est beaucoup plus grande en raison de l'écart entre les prix du charbon et du gaz naturel pour les services d'électricité.

Nouvelle-Écosse

Le Règlement limite la hausse graduelle des coûts de production pour la Nouvelle-Écosse. Bien que la création de groupes entraîne des coûts, les coûts supplémentaires évités pour la remise en état des groupes mis hors service permettent d'éviter les dépenses nettes en capital.

En outre, malgré l'augmentation du coût unitaire des combustibles pour les services d'électricité en raison de l'écart entre les prix du gaz naturel et du charbon, la Nouvelle-Écosse connaît une diminution du coût total des combustibles. Cela est dû au fait que la diminution de la production au charbon est plus de deux fois l'augmentation de la production au gaz naturel, en partie en raison des politiques de gestion axée sur la demande de la Nouvelle-Écosse, mais aussi en raison de la baisse des exportations et de la hausse des importations interprovinciales³².

Saskatchewan

Une grande partie de la hausse graduelle des coûts de production est liée aux coûts en capital pour le captage et la séquestration de carbone. De plus, le remplacement accru du charbon par le gaz naturel entraîne une augmentation des coûts.

7.3.7 Coûts d'importation et exportation étrangères

De 2015 à 2035, les importations cumulatives d'électricité par les États-Unis augmenteraient de 4 TWh tandis que les exportations cumulatives diminueraient de 13 TWh (tableau 14). La réduction de la production au charbon pousserait les provinces à réduire leurs exportations aux États-Unis, étant donné que cette

³² Under the CBA, generation costs for exports are borne by the generating province.

³² Dans l'analyse coûts-avantages, les coûts de production aux fins d'exportation sont assumés par la province productrice.

market. The increase in imports occurs in Saskatchewan and British Columbia, while reduced exports occur predominantly in New Brunswick, Manitoba, and Saskatchewan with smaller reductions in British Columbia and Ontario.

The value of foreign cumulative imports of electricity was determined by multiplying the change in imports by price. The price forecasts for imports and exports are calculated within E3MC as described above in section 7.2.3. Actual flows of electricity are determined annually and constrained by transmission capacity.

Over 2015 to 2035, the total present value of increased cumulative electricity imports is \$72 million, with the largest increases in Saskatchewan (\$65 million) and British Columbia (\$11 million). The value of reduced cumulative foreign exports represents the foregone revenues. Over 2015 to 2035, the present value of reduced electricity cumulative exports would be \$274 million, with the largest losses in New Brunswick (\$152 million) and Saskatchewan (\$69 million).

Table 14: Change in Foreign Cumulative Electricity Imports/Exports by Region (Present Value in Millions of 2010 Dollars)

Region	Change in U.S. Imports (TWh)	PV of Increased Foreign Imports (\$M 2010)	Change in U.S. Exports (TWh)	PV of Reduced Foreign Exports (\$M 2010)
ON	0	1	0	-12
SK	4	65	-3	-69
BC	1	11	-1	-12
MB	0	4	-4	-25
NB	0	-7	-4	-152
Canada	4	72	-13	-274

7.3.8 Oil extraction costs

One of the benefits of the Regulations is increased oil production through EOR with captured CO₂ from CCS plants. The costs associated with this benefit are capital, fixed and variable O&M costs for oil extraction, and GHG emissions associated with this oil extraction. It should be noted that royalties, taxes and the cost of CO₂ purchases represent transfers from one Canadian stakeholder to another, and are therefore excluded from the cost of production in the cost-benefit analysis, as per standard practice. Over the span of the Regulations the present value of the oil production costs is estimated to be \$1,288 million, and the present value of GHG emissions is estimated to be about \$140 million (for more details on how the value for GHG emissions is calculated, please refer to section 7.4).

capacité serait désormais requise dans le marché intérieur. La hausse des importations se produit en Saskatchewan et en Colombie-Britannique, alors qu'on note une baisse des exportations principalement au Nouveau-Brunswick, au Manitoba et en Saskatchewan avec une baisse plus modeste en Colombie-Britannique et en Ontario.

La valeur des importations cumulatives étrangères d'électricité a été calculée en multipliant la variation des importations par leur prix. Les prévisions relatives aux prix des importations et des exportations sont calculées avec le modèle énergie-émissions-économie du Canada, de la façon décrite ci-dessus à la section 7.2.3.

De 2015 à 2035, la valeur actualisée totale des coûts des importations accrues d'électricité est de 72 millions de dollars, les plus grandes hausses étant en Saskatchewan (65 millions de dollars) et en Colombie-Britannique (11 millions de dollars). La valeur de la réduction cumulée des exportations à l'étranger représente les revenus perdus. De 2015 à 2035, la valeur actualisée cumulée de la réduction des exportations d'électricité serait de 274 millions de dollars, les plus grandes pertes, au Nouveau-Brunswick (152 millions de dollars) et en Saskatchewan (69 millions de dollars).

Tableau 14 : Variation des importations et exportations étrangères cumulatives d'électricité par région (Valeur actualisée, en millions de dollars de 2010)

Région	Variation des importations aux États-Unis (en TWh)	Valeur actualisée de la hausse des importations étrangères (millions de dollars en 2010)	Variation des exportations aux États-Unis (TWh)	Valeur actualisée de la réduction des exportations étrangères (millions de dollars en 2010)	
Ont.	0	1	0	-12	
Sask.	4	65	-3	-69	
СВ.	1	11	-1	-12	
Man.	0	4	-4	-25	
NB.	0	-7	-4	-152	
Canada	4	72	-13	-274	

7.3.8 Coûts d'extraction de pétrole

L'un des avantages du Règlement est l'augmentation de la production d'électricité au moven de la récupération assistée des hydrocarbures en utilisant le CO₂ des groupes équipés pour le captage et la séquestration de carbone. Les coûts associés à cet avantage représentent des coûts en capital ainsi que des coûts fixes et variables pour le fonctionnement et l'entretien associés à l'extraction de pétrole. Ce type d'extraction génère également des émissions de gaz à effet de serre. Il convient de noter que les redevances, les taxes et les coûts liés à l'achat de CO₂ représentent des transferts d'un intervenant canadien à un autre. Par conséquent, ils sont exclus du coût de production dans l'analyse coûtsavantages, conformément à la pratique habituelle. Pour toute la durée du Règlement, la valeur actualisée des coûts de production de pétrole est estimée à 1 288 millions de dollars et celle liée aux émissions de gaz à effet de serre est estimée à environ 140 millions de dollars (pour en savoir plus sur la façon de calculer la valeur pour les émissions de gaz à effet de serre, voir la section 7.4).

7.3.9 Government costs

The federal government would incur incremental costs related to training, inspections, investigations, and measures to deal with any alleged violations, and compliance and promotion activities.

With respect to enforcement costs, one-time amounts of \$142,000 for the training of enforcement officers and \$50,000 to meet information management requirements will be required.

The annual enforcement costs are estimated to be about \$105,000 broken down as follows: roughly \$66,000 for inspections (which includes operations and maintenance costs and transportation and sampling costs), \$16,000 for investigations, \$2,000 for measures to deal with alleged violations (including warnings, environmental protection compliance orders and injunctions) and about \$21,000 for prosecutions.

With respect to compliance promotion, in the first five years after the coming into force of the Regulations, activities are expected to be limited to inform the electricity sector of the reporting requirements. Compliance promotion activities, during this period, will be covered by routine administrative costs that are not considered incremental. Activities are expected to increase as units reach their end-of-life. This will result in additional costs for compliance promotion of \$45,000 nominal in 2019 followed by an expense of \$10,000 per year for the subsequent two years. Compliance promotion activities could include training of compliance promotion officers, information management, mailing out of the final Regulations, developing and distributing promotional materials (e.g. a fact sheet, Web material), responding to inquiries, attending trade association conferences, sending reminder letters, etc.

In addition to enforcement and compliance activities, the costs are estimated to be about \$795,000 during the first year of the implementation of the Regulations. This includes the development of an electronic data entry system to support the reporting requirements. In subsequent years, the costs are estimated to be about \$575,000 per year to administer the Regulations.

Over 2015 to 2035, the present value of government costs would be about \$11 million.

7.4 Benefits

7.4.1 Benefits from GHG reductions

Since the GHG emissions generated from natural gas and coal CCS are significantly lower than coal, this would result in fewer GHG emissions. The coal emission factors differ by province due to the fact that different types of coal are available in different parts of the country. These emission factors are assumed to remain constant over the projection period. Natural gas emission factors do not vary across provinces or over the projection period.

7.3.9 Coûts pour le gouvernement

Le gouvernement fédéral assumerait des coûts supplémentaires liés à la formation, aux inspections, aux enquêtes, aux mesures relatives aux infractions présumées, et aux activités de conformité et de promotion.

En ce qui concerne les coûts d'application de la loi, des montants uniques de 142 000 dollars pour la formation des agents de l'autorité de même que 50 000 dollars pour satisfaire aux exigences en matière de gestion de l'information seront requis.

Les coûts annuels d'application de la loi sont évalués à environ 105 000 dollars et sont répartis comme suit : environ 66 000 dollars pour les inspections (y compris les coûts de fonctionnement et d'entretien, de transport et d'échantillonnage), 16 000 dollars pour les enquêtes, 2 000 dollars pour les mesures relatives aux infractions présumées (y compris les avertissements, les ordres d'exécution en matière de protection de l'environnement, et les injonctions) et environ 21 000 dollars pour les poursuites.

En ce qui a trait à la promotion de la conformité au cours des cinq premières années suivant l'entrée en vigueur du Règlement, les activités devraient se limiter à informer le secteur de l'électricité des exigences en matière de production de rapports. Durant cette période, les activités de promotion de la conformité seront couvertes par les frais administratifs habituels, lesquels ne sont pas jugés graduels. Elles devraient s'intensifier à mesure que les groupes de production atteignent la fin de leur vie utile. Cela entraînera des coûts nominaux supplémentaires pour la promotion de la conformité de 45 000 dollars en 2019, puis des coûts de 10 000 dollars par année pour les deux années suivantes. Les activités de promotion de la conformité pourraient comprendre la formation d'agents de promotion de la conformité, la gestion de l'information, l'envoi du règlement final, l'élaboration et la distribution de matériel promotionnel (fiches d'information, documents Web), les réponses aux demandes de renseignements, la participation à des conférences d'associations commerciales, l'envoi de lettres de rappel, etc.

Outre les activités d'application de la loi et de conformité, on estime les coûts à environ 795 000 dollars au cours de la première année suivant la mise en œuvre du Règlement. Celle-ci comprend l'élaboration d'un système électronique de saisie de données pour soutenir les exigences en matière de production de rapports. Au cours des années suivantes, on estime que les coûts seront d'environ 575 000 dollars par année pour la gestion du Règlement.

De 2015 à 2035, la valeur actualisée totale des coûts pour le gouvernement sera d'environ 11 millions de dollars.

7.4 Avantages

7.4.1 Avantages de la réduction des gaz à effet de serre

Étant donné que les émissions de gaz à effet de serre provenant du gaz naturel ainsi que du captage et de la séquestration de carbone issu du charbon sont bien plus faibles que pour le charbon, cela entraînerait une diminution des émissions de gaz à effet de serre. Les facteurs d'émission de charbon diffèrent selon la province en raison du fait que différents types de charbon sont disponibles dans diverses régions du pays. Ces facteurs d'émission devraient rester constants au cours de la période de prévision. Les facteurs d'émission de gaz naturel ne varient pas selon les provinces ou au cours de la période de prévision.

Over 2015 to 2035, there would be cumulative reductions in GHGs from the utility sector as a whole, relative to BAU, of approximately 219 Mt (Table 15). The largest reductions would be in Alberta (160 Mt), followed by Saskatchewan (45 Mt) and Nova Scotia (15 Mt). These reductions are above and beyond existing and assumed federal and provincial actions. Figure 4 shows the GHG emissions in the electricity sector under the BAU and regulatory scenarios.

Table 15: GHG Emission Reductions from Utility Generation

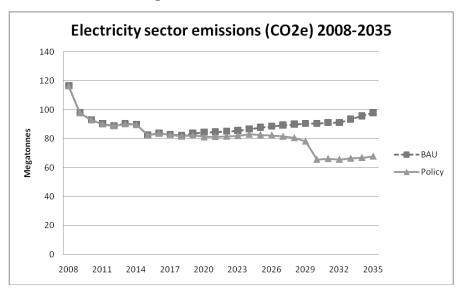
Region	Cumulative 2015–2035 (Mt, CO ₂ e)	Present Value of GHG Reductions (\$M)
AB	160	4,131
SK	45	1,144
NS	15	385
Canada	219	5,634

De 2015 à 2035, il y aura des réductions cumulatives des gaz à effet de serre provenant de l'ensemble du secteur de l'électricité, par rapport au scénario de maintien du statu quo, à concurrence d'environ 219 Mt (tableau 15)³³. Les réductions les plus importantes seraient en Alberta (160 Mt), en Saskatchewan (45 Mt) et en Nouvelle-Écosse (15 Mt). Ces réductions vont au-delà des mesures fédérales et provinciales existantes et présumées. La figure 4 illustre les émissions de gaz à effet de serre dans le secteur de l'électricité selon le scénario de maintien du statu quo et le scénario réglementaire.

Tableau 15 : Réduction des émissions de gaz à effet de serre liée à la production d'électricité par les services publics

Région	Réductions cumulatives 2015-2035 (Mt, équivalents en CO ₂)	Valeur actualisée des réductions de gaz à effet de serre (en millions de dollars)
Alb.	160	4 131
Sask.	45	1 144
NÉ.	15	385
Canada	219	5 634

Figure 4: GHG Emission Profile



³³ This figure represents the gross reductions from the utility sector relative to the BAU. For net reductions after accounting for GHGs, which result from increased extraction of oil and gas, see Table 22.

³³ Ce chiffre représente les réductions brutes dans le secteur des services publics par rapport au maintien du statu quo. Pour connaître les réductions nettes après avoir tenu compte des gaz à effet de serre qui découlent de l'augmentation de l'extraction du pétrole et du gaz, voir le tableau 22.

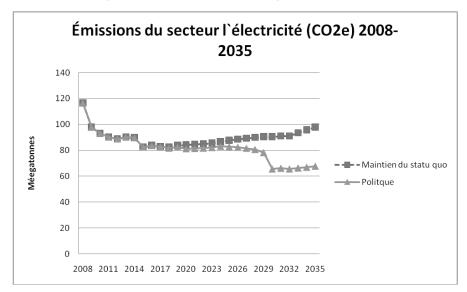


Figure 4 : Profil des émissions de gaz à effet de serre

The estimated value of avoided damages from GHG reductions is based on climate change damages avoided at the global level, given that climate change is a global issue and it is not possible to directly associate climate change damages in any given region with greenhouse gas emissions from that region. The value placed on anticipated climate change damages is usually referred to as the social cost of carbon (SCC). Estimates of the SCC vary widely due to challenges in predicting future emissions, climate change, damages and determining the appropriate weight to place on future costs relative to near term costs (discount rate).

Social cost of carbon values used in this assessment draw on work undertaken by Environment Canada in collaboration with an interdepartmental federal government technical committee, and in consultation with a number of external academic experts.³⁴ This work involved reviewing the existing literature and other countries' approaches to valuing greenhouse gas emissions. Preliminary recommendations, based on current literature and in line with the approach adopted by the U.S. Interagency Working Group on the Social Cost of Carbon,³⁵ are that it is reasonable to estimate SCC values at \$26/tonne of CO₂e in 2010, increasing at a given percentage each year associated with the expected growth in damages.³⁶ Environment Canada's review also concluded that a value of \$104/tonne in 2010 should be considered for sensitivity

La valeur estimée des dommages évités par la réduction des gaz à effet de serre est fondée sur les dommages liés aux changements climatiques et évités à l'échelle mondiale. Cette approche repose sur le fait que les changements climatiques sont un enjeu mondial et qu'il n'est pas possible d'établir un lien direct entre les dommages liés aux changements climatiques dans une région donnée et les émissions de gaz à effet de serre provenant de cette région. La valeur attribuée aux dommages prévus en raison des changements climatiques est habituellement appelée coût social du carbone (CSC). Les estimations du coût social du carbone varient considérablement en raison des défis liés à la prévision des émissions futures, des changements climatiques et des dommages, ainsi que de ceux qui ont trait à l'importance à accorder aux coûts futurs par rapport aux coûts à court terme (taux d'actualisation).

Le coût social des valeurs du carbone utilisées dans la présente évaluation repose sur les travaux menés par Environnement Canada en collaboration avec un comité technique interministériel du gouvernement fédéral, et en consultation avec plusieurs experts universitaires externes³⁴. Dans le cadre de ces travaux, la documentation existante et les approches d'autres pays à l'égard de l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre ont été examinées. Selon les recommandations préliminaires fondées sur la documentation actuelle et en accord avec l'approche adoptée par l'Interagency Working Group on Social Cost of Carbon aux États-Unis³⁵, il est raisonnable d'estimer les valeurs du coût social du carbone à 26 dollars par tonne d'équivalent de CO₂ en 2010. Ces valeurs augmenteront selon un pourcentage donné chaque

³⁴ Contact Environment Canada's Economic Analysis Directorate for any questions regarding methodology, rationale, or policy.

³⁵ U.S. Interagency Working Group paper on SCC: IWGSCC, 2010, "Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis Under Executive Order 12866," U.S. government.

The value of \$26/tonne of CO₂ in 2010 (in 2010 Canadian dollars) and its growth rate have been estimated using an arithmetic average of the three models PAGE, FUND, and DICE.

³⁴ Communiquer avec la Direction de l'analyse économique d'Environnement Canada pour toute question au sujet de la méthodologie, d'une justification ou d'une politique.

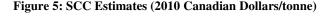
Document de l'Interagency Working Group on SCC aux États-Unis: IWGSCC, 2010, « Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis Under Executive Order 12866 », gouvernement des États-Unis.

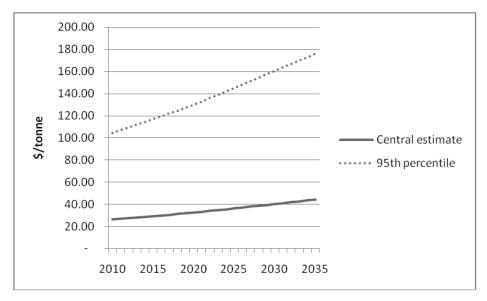
analysis, reflecting arguments raised by Weitzman (2011)³⁷ and Pindyck (2011)³⁸ regarding the treatment of right-skewed probability distributions of the SCC in cost-benefit analyses.³⁹ Their argument calls for full consideration of low probability, high-cost climate damage scenarios in cost-benefit analyses to more accurately reflect risk. A value of \$104 per tonne does not, however, reflect the extreme end of SCC estimates, as some studies have produced values exceeding \$1,000 per tonne of carbon emitted.

The interdepartmental working group on SCC also concluded that it is necessary to continually review the above estimates in order to incorporate advances in physical sciences, economic literature, and modelling to ensure the SCC estimates remain current. Environment Canada will continue to collaborate with the federal technical committee and outside experts to review and incorporate as appropriate new research on SCC in the future.

année en rapport avec la croissance prévue des dommages³⁶. L'étude menée par Environnement Canada conclut également qu'une valeur de 104 dollars par tonne en 2010 doit être prise en considération pour l'analyse de sensibilité, en reflétant les arguments soulevés par Weitzman (2011)³⁷ et Pindyck (2011)³⁸ en ce qui concerne le traitement de la distribution de probabilité de l'asymétrie à droite du coût social du carbone dans les analyses coûts-avantages³⁹. Leur argument réclame la pleine prise en considération des scénarios de dégâts climatiques à coûts élevés et à faible probabilité dans les analyses coûts-avantages afin de refléter plus adéquatement le risque. Cependant, une valeur de 104 dollars par tonne ne reflète pas la limite extrême des estimations du coût social du carbone, car certaines études ont produit des valeurs qui dépassent 1 000 dollars par tonne de carbone émise.

Le groupe de travail interministériel sur le coût social du carbone a également conclu qu'il est nécessaire d'examiner continuellement les estimations ci-dessus afin d'incorporer les progrès réalisés en matière de sciences physiques, de documentation économique et de modélisation, dans le but d'assurer la pertinence des estimations du coût social du carbone. Environnement Canada continuera à collaborer avec le comité technique du gouvernement fédéral et des experts externes pour examiner et intégrer au besoin les nouvelles recherches sur le coût social du carbone à l'avenir.





^{37 &}quot;Fat-Tailed Uncertainty in the Economics of Climate Change," Review of Environmental Economic Policy, 5(2), 275–292 (summer 2011).

^{38 &}quot;Fat Tails, Thin Tails, and Climate Change Policy," Review of Environmental Economics and Policy, summer 2011.

The value of \$104/tonne of CO₂ in 2010 (in 2010 Canadian dollars) and its growth rate have been estimated using an arithmetic average of the two models PAGE and DICE. The FUND model has been excluded in this estimate because it does not include low probability, high-cost climate damage.

³⁶ On a estimé la valeur de 26 dollars par tonne de CO₂ en 2010 (en dollars canadiens de 2010) et son taux de croissance à l'aide d'une moyenne arithmétique des trois modèles PAGE, FUND et DICE.

^{37 «} Fat-Tailed Uncertainty in the Economics of Climate Change », Review of Environmental Economic Policy, 5(2), pages 275 à 292 (été 2011).

^{38 «} Fat Tails, Thin Tails, and Climate Change Policy », Review of Environmental Economics and Policy, été 2011.

On a estimé la valeur de 104 dollars par tonne de CO₂ en 2010 (en dollars canadiens de 2010) et son taux de croissance à l'aide d'une moyenne arithmétique des deux modèles PAGE et DICE. Le modèle FUND a été exclu de cette estimation, car il ne comprend pas les dégâts climatiques à coûts élevés et à faible probabilité.

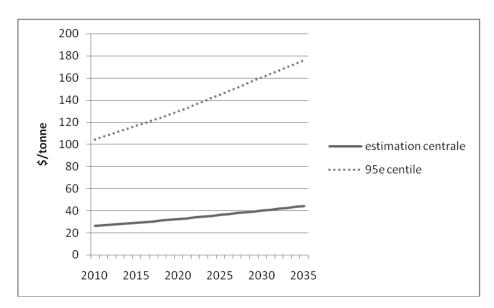


Figure 5 : Estimation de coût social du carbone (en dollars canadiens de 2010/tonne)

Based on this estimate, the present value of the incremental GHG emission reductions from the utility sector under the Regulations is estimated to be \$5,634 million (Table 15).

7.4.2 Benefits from CAC reductions

Presented below are CAC reductions and the associated health and environmental benefits.

Criteria air contaminant reductions

Criteria air contaminants are a group of air pollutants that include sulphur oxide (SO_x) , nitrogen oxides (NO_x) , particulate matter (PM); volatile organic compounds (VOC), carbon monoxide (CO) and ammonia (NH_3) and ground-level ozone (O_3) . These air pollutants are associated with smog formation, acid rain, and a wide range of health outcomes.

The generation of electricity is from coal-fired power plants is a contributor to emissions of CACs in Canada. As a result of the Regulations, the following are the most significant cumulative changes to electricity generation in Canada over the period 2015 to 2035:

- Coal-fired electricity generation is projected to decline by 337 TWh (net of a 38 TWh increase in CCS generation).
- Natural gas generation is projected to increase by 256 TWh.

CAC emissions from electricity generation using natural gas and coal with CCS are significantly lower than coal-fired generation, which results in fewer CAC emissions under the regulatory D'après cette estimation, la valeur actualisée des réductions progressives des émissions de gaz à effet de serre en vertu du Règlement est évaluée à 5 634 millions de dollars (tableau 15).

7.4.2 Avantages de la réduction des principaux contaminants atmosphériques

La réduction des principaux contaminants atmosphériques et les avantages pour la santé et l'environnement sont présentés ci-dessous.

Réduction des principaux contaminants atmosphériques

Les principaux contaminants atmosphériques désignent un groupe de polluants atmosphériques qui comprennent les oxydes de soufre (SO_x), les oxydes d'azote (NO_x), les matières particulaires (MP), les composés organiques volatils (COV), le monoxyde de carbone (CO), l'ammoniac (NH₃) et l'ozone troposphérique (O₃). Ces polluants atmosphériques sont associés à la formation de smog, aux pluies acides et à un vaste éventail de problèmes de santé.

La production d'électricité à partir des centrales électriques alimentées au charbon contribue aux émissions de principaux contaminants atmosphériques au Canada. Grâce au Règlement, les changements cumulatifs les plus importants en matière de production d'électricité au Canada au cours de la période de 2015 à 2035 seraient les suivants :

- La production d'électricité à partir du charbon devrait diminuer de 337 TWh (sans compter l'augmentation de 38 TWh de la production avec captage et la séquestration de carbone).
- La production d'électricité à partir du gaz naturel devrait augmenter de 256 TWh.

Étant donné que les émissions des principaux contaminants atmosphériques issus de la production d'électricité à partir du gaz naturel et du charbon avec captage et séquestration de carbone scenario. The CAC emissions (and resulting changes) are determined using emissions coefficients based on the 2009 National Pollutant Release Inventory (NPRI). The coefficients are determined by dividing a specific emission for 2009 by an economic driver for 2009 (e.g. volume of fuel used or volume of output). The coefficient is then multiplied by future output (volume of fuel used or volume of output) to determine the projected emission levels and resulting changes. 40

Nationally, the Regulations are expected to lead to a reduction in CACs from the electricity sector. Table 16 shows the cumulative changes over 2015 to 2035 (in absolute terms) which correspond to the following changes over time (in percentage terms):

Table 16: Cumulative Changes in CAC Emissions

Criteria air contaminant	2015–2035 (kilotonnes)	Change by 2035
Sulphur oxides (SO _x)	-1 156	-21.7%
Nitrogen oxides (NO _x)	-546	-10.0%
Particular matter (TPM)	-71	-14.3%
Particular matter <10 microns (PM ₁₀)	-24	-8.3%
Carbon monoxide (CO)	-48	-3.7%
Particular matter <2.5 microns (PM _{2.5})	-9	-4.3%

The geographic distribution of the cumulative changes is shown in Figure 6. The proportional differences between provinces are largely determined by the amount of coal-fired generation displaced, the type of coal that would have been burned, and the type of replacement generation. In general, by far the biggest decline in harmful CACs would occur in Alberta, with the exception of TPM where Saskatchewan would experience the greatest drop in emissions.

sont sensiblement inférieures à celles issues du charbon, elles sont plus faibles dans le scénario réglementaire. Les émissions des principaux contaminants atmosphériques (et les changements qui en découlent) sont déterminées en utilisant des coefficients d'émissions fondés sur l'Inventaire national des rejets de polluants (INRP) de 2009. Les coefficients sont calculés en divisant une émission donnée pour 2009 par un facteur économique de la même année (par exemple le volume de combustible utilisé ou le volume d'extrants). Le coefficient est ensuite multiplié par le futur résultat (volume de combustible utilisé ou volume du résultat) afin de déterminer les niveaux d'émissions prévus et les changements qui en découlent⁴⁰.

À l'échelle nationale, on s'attend à ce que le Règlement contribue à une réduction des principaux contaminants atmosphériques provenant du secteur de l'électricité. Le tableau 16 présente les changements cumulatifs de 2015 à 2035 (en termes absolus) qui correspondent aux changements suivants au fil du temps (en termes de pourcentage):

Tableau 16 : Variations cumulatives des émissions des principaux contaminants atmosphériques

Critères — contaminants atmosphériques	2015-2035 (kilotonnes)	Changement par 2035
Oxydes de soufre (SO _x)	-1 156	-21.7 %
Oxydes d'azote (NO _x)	-546	-10.0 %
Matières particulaires totales (MPT)	-71	-14.3 %
Matière particulaire < 10 microns (MP ₁₀)	-24	-8.3 %
Monoxyde de carbone (CO)	-48	-3.7 %
Matière particulaire < 2,5 microns (MP _{2,5})	-9	-4.3 %

La répartition géographique des changements cumulatifs est présentée à la figure 6. Les différences proportionnelles entre les provinces sont déterminées en grande partie par la quantité de production alimentée au charbon qui est déplacée, le type de charbon qui aura été brûlé, et le type de production de remplacement. En général, la diminution la plus importante des principaux contaminants atmosphériques se produirait de loin en Alberta, à l'exception des matières particulaires totales, où la Saskatchewan connaîtrait la baisse la plus importante en matière d'émissions.

⁴⁰ The emission factors are based on NPRI 2007, and hence often differ at the unit level. Projected increases in new generation are calibrated to historical national inventory levels.

⁴⁰ Les facteurs d'émission sont fondés sur l'Inventaire national des rejets de polluants de 2007; ainsi, ils diffèrent souvent au niveau des unités. Les augmentations prévues de la nouvelle production sont étalonnées selon des niveaux d'inventaire national historiques.

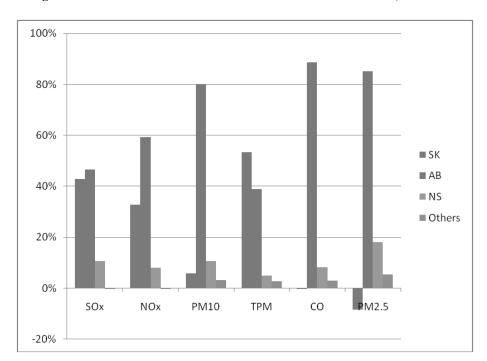
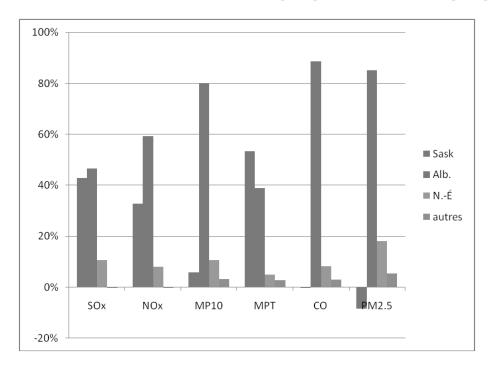


Figure 6: Distribution of Cumulative Reductions in CAC Emissions, 2015–2035

Figure 6 : Répartition des réductions cumulatives des émissions de principaux contaminants atmosphériques, 2015 à 2035



Coal mining and natural gas sectors

The change in electricity generation would also impact the emissions from the coal mining and natural gas (distribution and pipeline) sectors. However, the changes in these emissions are

Secteurs de l'extraction du charbon et du gaz naturel

Le changement dans la production d'électricité pourrait également avoir des répercussions sur les émissions provenant des secteurs de l'extraction du charbon et du gaz naturel (distribution significantly smaller than those from the electricity sector. An analysis prepared by Environment Canada indicated these potential emission changes represent less than 1% of the total emissions from the electricity power sector. In addition, since the emission impacts occur in opposite directions (e.g. reductions in emissions from coal mining, increases from natural gas extraction and transportation), the net effect would be even smaller. As a result, these impacts were excluded from the analysis.

Air quality and benefit estimation modelling

To estimate how these emission reductions would impact human health and the environment, Environment Canada began by using A Unified Regional Air-quality Modelling System (AURAMS) model to predict how the emission changes would affect local air quality. This is a fully three-dimensional state-of-the-art numerical model described in peer-reviewed scientific literature. AURAMS combined the information on predicted emission changes, with information on wind speed and direction, temperatures, humidity levels, and existing pollution levels, in order to predict how these emissions changes would impact local air quality.

The AURAMS air quality modelling system was run for two years and four scenarios of anthropogenic emissions representing two different projection years: two scenarios (one for the BAU and the other for the regulatory scenario) were run for the year 2020, and the other two scenarios were run for the year 2030 to provide ambient air concentration of pollutants. The meteorological data used for these four scenarios was for the year 2006 and was generated by Environment Canada's weather forecast model.

The ambient air concentration results were then used to estimate the incremental health and environmental benefits for those two years using the Air Quality Benefits Assessment Tool (AQBAT) and the Air Quality Valuation Model (AQVM2). However, in order to estimate the benefits for all the years between 2015 and 2035, linear interpolation and extrapolation techniques were used. More specifically, for the 2015-2020 period, benefits were assumed to be null in 2015–2017, as no change in air quality was expected, and interpolated linearly up to the 2020 value. For the 2020-2025 period, benefits were assumed to remain constant at the 2020 level as the air quality was not expected to improve significantly. For the 2025–2030 period, benefits were interpolated linearly between 2025 and 2030 values. Finally, benefits were assumed to remain constant between 2030 and 2035. Whenever the benefits were assumed to remain constant, estimates were adjusted to account for changes in population and base data. Note that this assumption provides conservative estimates for health and environmental benefits as the reductions in CACs are expected to increase over time due to more coal-fired unit retirements.

et gazoduc). Toutefois, les changements dans ces émissions sont bien plus faibles que ceux provenant du secteur de l'électricité. Une analyse menée par Environnement Canada a indiqué que ces changements potentiels des émissions représentent moins de 1 % des émissions totales issues du secteur de l'électricité. De plus, étant donné que les répercussions des émissions prennent des chemins opposés (réductions des émissions issues de l'extraction du charbon, augmentations des émissions provenant de l'extraction et du transport de gaz naturel), l'effet net sera d'autant plus faible. Par conséquent, ces répercussions ont été exclues de l'analyse.

Modélisation de la qualité de l'air et de l'estimation des avantages

Pour estimer la façon dont ces réductions auraient une incidence sur la santé humaine et l'environnement, Environnement Canada a utilisé le modèle nommé A Unified Regional Airquality Modelling System (AURAMS) afin de prédire la façon dont les changements d'émissions influeraient sur la qualité de l'air local. Il s'agit d'un modèle numérique de pointe entièrement tridimensionnel décrit dans la documentation scientifique passée en revue par les pairs. Dans ce modèle, on a combiné les renseignements sur les changements prévus en matière d'émissions ainsi que les données sur la vitesse et la direction du vent, les températures, les niveaux d'humidité et les niveaux de pollution existants afin de prévoir la façon dont ces changements pourraient avoir des répercussions sur la qualité de l'air local.

Le système de modélisation de la qualité de l'air AURAMS a été appliqué pour une période de seulement deux ans dans le cadre de quatre scénarios d'émissions anthropiques représentant deux années de prévisions différentes. Deux scénarios (un scénario de maintien du statu quo et un scénario réglementaire) ont été utilisés pour l'année 2020 et les deux autres ont été utilisés pour l'année 2030 afin de connaître la concentration des polluants dans l'air ambiant. Les données météorologiques utilisées pour ces quatre scénarios portaient sur l'année 2006 et ont été générées par le modèle de prévision météorologique d'Environnement Canada.

Les résultats ont ensuite servi à estimer les avantages différentiels pour la santé et l'environnement pour ces deux années au moyen de l'outil pour évaluer les avantages d'une meilleure qualité de l'air (OEAQA) et du modèle d'évaluation de la qualité de l'air d'Environnement Canada (MEQA2). Cependant, afin d'estimer les avantages pour toutes les années entre 2015 et 2035, des techniques d'interpolation et d'extrapolation linéaires ont été utilisées. Plus précisément, pour la période de 2015 à 2020, les avantages ont été estimés nuls de 2015 à 2017, étant donné qu'aucun changement de la qualité de l'air n'est prévu, et interpolés de façon linéaire jusqu'à la valeur de 2020. Pour la période de 2020 à 2025, on a estimé que les avantages restaient constants au niveau de 2020, tandis qu'on ne s'attendait pas à ce que la qualité de l'air connaisse une amélioration considérable. Pour la période de 2025 à 2030, les avantages ont été interpolés de façon linéaire entre les valeurs de 2025 et de 2030. Enfin, on a estimé que les avantages resteraient constants entre 2030 et 2035. Lorsqu'on a estimé que les avantages resteraient constants, les estimations ont été ajustées pour tenir compte des changements de la population et de la base de données. Il est à noter que cette hypothèse donne des estimations prudentes des avantages pour la santé et l'environnement étant donné que les réductions des émissions de principaux contaminants atmosphériques devraient augmenter au fil du temps en raison de la mise hors service de centrales alimentées au charbon supplémentaires.

Health benefits

When addressing impacts of air pollution on human health, the most important air quality improvements are the reductions in ambient $PM_{2.5}$ and ozone levels. Note that the reductions in ambient PM levels are due in large part to the reduction in precursor pollutants, such as NO_x and SO_x . Both NO_x and SO_x interact with the atmosphere in order to create PM. While the primary PM emissions from the electricity sector are important, it is the secondary PM formation resulting from NO_x and SO_x emissions, which has the greatest human health impact.

Average ambient air quality improvements

The largest improvements in air quality are expected to occur in Alberta, Saskatchewan, and Manitoba (Table 17). This is true for both particulate matter and ozone. For ozone, the air quality improvements are somewhat more spread out, but the Prairies still dominate.

While some areas will certainly experience greater air quality improvements than others, at a provincial level, air quality is expected to improve across almost all provinces. Air quality improvements experienced by typical residents in each province for 2030 are shown in Table 17. The Regulations are not expected to have any noticeable incremental change in concentrations of air pollution in British Columbia, the Northwest Territories, Yukon or Nunavut. For this reason, they are not included in the table.

Avantages pour la santé

Pour ce qui est des répercussions de la pollution atmosphérique sur la santé humaine, les améliorations de la qualité de l'air les plus importantes sont les réductions des taux de $MP_{2,5}$ et d'ozone dans l'air ambiant. Il est à noter que les réductions des niveaux de matières particulaires dans l'air ambiant sont en grande partie dues à la réduction de polluants précurseurs, comme l'oxyde d'azote et l'oxyde de soufre. Ces deux composés interagissent avec l'atmosphère pour créer des matières particulaires. Par conséquent, bien que les émissions de matières particulaires primaires issues du secteur de l'électricité soient importantes, ce sont les matières particulaires secondaires liées aux émissions de NO_x et de SO_x qui ont la plus forte incidence sur la santé humaine.

Améliorations moyennes de la qualité de l'air ambiant

Les plus importantes améliorations dans la qualité de l'air sont prévues en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba (tableau 17). Cela est vrai pour les matières particulaires et l'ozone. Pour l'ozone, les améliorations de la qualité de l'air sont moins uniformes, mais elles sont quand même plus importantes dans les Prairies.

Même si certaines zones connaîtront certainement plus d'améliorations de la qualité de l'air que d'autres, à l'échelle provinciale, la qualité de l'air devrait s'améliorer pour la plupart des provinces. Les améliorations de la qualité de l'air ressenties par les résidents habituels dans chaque province pour 2030 sont présentées dans le tableau 17. Le Règlement ne devrait pas occasionner de changements graduels perceptibles de la concentration de la pollution atmosphérique en Colombie-Britannique, dans les Territoires du Nord-Ouest, au Yukon ou au Nunavut. Pour cette raison, ils ne sont pas inclus dans le tableau.

Table 17: Estimated Average* Provincial Air Quality Improvements in 2030

		PM _{2.5} Levels (Population Weighted)			Annual Ozone Levels (Population Weighted)		
Region	Projected Population	BAU (ug/m³)	Regulations (ug/m³)	Percent Reduction	BAU (ppm)	Regulations (ppm)	Percent Reduction
NL	490 575	2.288	2.275	0.56%	31.562	31.519	0.14%
PEI	160 695	4.227	4.215	0.26%	32.229	32.192	0.12%
NS	975 819	2.888	2.879	0.33%	32.823	32.781	0.13%
NB	765 669	2.303	2.3	0.13%	32.171	32.158	0.04%
QC	9 093 237	6.794	6.792	0.02%	31.976	31.971	0.02%
ON	16 511 597	7.049	7.045	0.06%	35.848	35.84	0.02%
MB	1 453 742	3.75	3.681	1.84%	31.672	31.587	0.27%
SK	1 109 721	2.884	2.757	4.39%	34.349	34.158	0.56%
AB	5 290 803	5.713	5.579	2.36%	37.891	37.695	0.52%
Total	35 851 858	6.232	6.203	0.47%	34.716	34.671	0.13%

^{*} The average is the emission levels weighted based on the population of the census regions.

Tableau 17 : Estimation des améliorations de la qualité de l'air moyenne* à l'échelle provinciale en 2030

		Niveau de MP _{2.5} (pondération selon la population)			Niveau d'ozone annuels (pondération selon la population)		
Région	Population prévue	MSQ (ug/m³)	Règlement (ug/m³)	Réduction en pourcentage	MSQ (ppm)	Règlement (ppm)	Réduction en pourcentage
TNL.	490 575	2,288	2,275	0,56 %	31,562	31,519	0,14 %
ÎPÉ.	160 695	4,227	4,215	0,26 %	32,229	32,192	0,12 %

Tableau 17 : Estimation des améliorations de la	qualité de l'air moyenne	* à l'échelle provinciale en 2030 (suite)

Région		Niveau de MP _{2.5} (pondération selon la population)			Niveau d'ozone annuels (pondération selon la population)		
	Population prévue	MSQ (ug/m³)	Règlement (ug/m³)	Réduction en pourcentage	MSQ (ppm)	Règlement (ppm)	Réduction en pourcentage
NÉ.	975 819	2,888	2,879	0,33 %	32,823	32,781	0,13 %
NB.	765 669	2,303	2,3	0,13 %	32,171	32,158	0,04 %
Qc.	9 093 237	6,794	6,792	0,02 %	31,976	31,971	0,02 %
Ont.	16 511 597	7,049	7,045	0,06 %	35,848	35,84	0,02 %
Man.	1 453 742	3,75	3,681	1,84 %	31,672	31,587	0,27 %
Sask.	1 109 721	2,884	2,757	4,39 %	34,349	34,158	0,56 %
Alb.	5 290 803	5,713	5,579	2,36 %	37,891	37,695	0,52 %
Total	35 851 858	6,232	6,203	0,47 %	34,716	34,671	0,13 %

^{*} La moyenne représente les niveaux d'émissions pondérés selon les régions de recensement de la population.

Improved health outcomes

The human health impacts and resulting socio-economic benefits are highly dependent on population proximity to the source of coal-fired electricity generation emissions. It is the population exposure to changes in air quality, and not simply the absolute changes in PM and ozone levels, which determines the health benefits of the Regulations. For this reason, the areas that experience the largest health benefits, and the areas that experience the largest air quality improvements, are not necessarily the same.

The health benefits covered by the analysis include a wide range of health outcomes linked with air pollution. These range from health outcomes such as asthma episodes and minor breathing difficulties to much more serious impacts such as visits to the emergency room and hospitalization for respiratory or cardiovascular problems. Air pollution also increases the average per capita risk of death. While the changes in individual risk levels are small, these individual risk reductions translate into large social benefits.

Table 18 shows some of the estimated changes in cumulative health outcomes as a result of the Regulations. The table also shows the estimated total present value of the improvement in social welfare, expressed in economic (dollar) terms, for all avoided health impacts over 2015–2035. The present value of the health benefits is estimated at \$4.2 billion, with the largest benefits in Alberta (65%), followed by Saskatchewan (15%) and Manitoba (9%). The $PM_{2.5}$ reductions account for more than 69% of the health benefits from the Regulations in 2030, while ozone improvements account for 26%.

Résultats améliorés pour la santé

Les incidences sur la santé humaine et les avantages socioéconomiques qui en découlent dépendent considérablement de la proximité de la population par rapport à la source des émissions issues de la production d'électricité à partir du charbon. C'est l'exposition de la population aux changements de la qualité de l'air et pas simplement les changements absolus des concentrations de matières particulaires et d'ozone qui déterminent les avantages du Règlement pour la santé. Pour cette raison, les régions qui connaissent les plus grands avantages sur la santé et celles qui connaissent les plus importantes améliorations de la qualité de l'air ne sont pas nécessairement les mêmes.

Les avantages pour la santé visés par l'analyse comprennent un vaste éventail de problèmes de santé liés à la pollution atmosphérique. Ces problèmes peuvent aller de crises d'asthme et de difficultés respiratoires mineures à des effets beaucoup plus graves, comme les visites en salle d'urgence et l'hospitalisation pour des problèmes respiratoires ou cardiovasculaires. La pollution atmosphérique augmente également le risque moyen de décès par habitant. Bien que les changements dans les niveaux de risques individuels soient faibles, ces réductions se traduisent par des avantages sociaux importants.

Le tableau 18 présente certains des changements estimés dans les résultats cumulatifs pour la santé qui découlent du Règlement. Le tableau présente également l'estimation de la valeur actualisée totale en ce qui a trait aux améliorations en matière de bien-être social, exprimée en termes économiques (dollars), pour toutes les répercussions évitées sur la santé de 2015 à 2035⁴¹. La valeur actualisée des avantages pour la santé est évaluée à 4,2 milliards de dollars. Ils sont plus importants en Alberta (65 %), suivie de la Saskatchewan (15 %) et du Manitoba (9 %). Les réductions de MP_{2.5} représentent plus de 69 % des avantages pour la santé découlant du Règlement en 2030, tandis que les améliorations pour l'ozone représentent 26 % de ces avantages.

⁴¹ The health outcomes shown in Table 18 are statistical estimates, based on the overall changes in per capita risks. For example, the AQBAT model predicts that over the period 2015–2035 the Regulations would reduce mortality risks in Manitoba, resulting in an estimated approximately 80 fewer premature deaths in the province. However, this does not mean that there will be 80 specific, identifiable individuals who will be "saved" in Manitoba. Thus, the "health benefits" of the Regulations are not the number of lives "saved" per se, but rather the reduction in the average per capita risk. Similarly, the values in the economic benefit column do not measure the benefit of the individual lives saved, or hospitalizations prevented. Rather, this is the aggregated benefit of the reduction in individual risk levels across the province.

⁴¹ Les résultats pour la santé présentés dans le tableau 18 sont des estimations statistiques fondées sur les changements globaux dans les risques par habitant. Par exemple, le modèle OEAQA prévoit qu'au cours de la période de 2015 à 2035, le Règlement réduira les risques de mortalité au Manitoba, ce qui donnerait lieu à environ 80 décès prématurés de moins dans la province. Toutefois, cela ne signifie pas qu'il y aura 80 personnes identifiables qui seront « sauvées » au Manitoba. Les « avantages pour la santé » du Règlement ne représentent donc pas le nombre de vies « sauvées », mais plutôt la réduction du risque moyen par habitant. De la même manière, les valeurs dans la colonne des avantages économiques ne mesurent pas l'avantage des vies sauvées ou des hospitalisations empêchées. Au contraire, il s'agit des avantages regroupés de la réduction des niveaux de risques individuels partout dans la province.

Table 18: Cumulative Avoided Health Impacts, 2015 to 2035, Selected Health Outcomes*

	Premature	Emergency Room Visits and		Days of Breathing Difficulty and Reduced			2015 of Total Avoided Millions of 2010 Dollars)	
Region	Mortality	Hospitalization	Asthma Episodes	Activity	Ozone related	PM _{2.5} related	Total	
Canada	900	800	120 000	2 700 000	\$1,100	\$2,900	\$4,200**	
Newfoundland and Labrador	10	9	1 200	21 000	\$19	\$26	\$46	
Prince Edward Island	2	2	280	4 600	\$4	\$5	\$9	
Nova Scotia	11	9	1 200	19 000	\$23	\$24	\$49	
New Brunswick	3	3	450	6 400	\$7	\$7	\$13	
Quebec	18	18	2 700	47 000	\$35	\$50	\$84	
Ontario	57	49	7 000	170 000	\$75	\$190	\$260	
Manitoba	80	68	9 000	240 000	\$88	\$290	\$380	
Saskatchewan	140	110	15 000	360 000	\$160	\$440	\$630	
Alberta	590	520	80 000	1 900 000	\$680	\$1,900	\$2,700	

^{*} Individual numbers may not necessarily add up to totals due to rounding.

Tableau 18 : Répercussions cumulatives évitées sur la santé, de 2015 à 2035, résultats sélectionnés pour la santé*

	1	Visite en salle		Jours durant lesquels on éprouve des	Valeur actualisée du total des problèmes de santé évités pour 2015* (en millions de dollars de 2010)		
Région	Mortalité prématurée	d'urgence et hospitalisations	Crises d'asthme	difficultés à respirer et on réduit ses activités	Liés à l'ozone	Liés aux MP _{2,5}	Total
Canada	900	800	120 000	2 700 000	1 100 \$	2 900 \$	4 200 \$**
Terre-Neuve-et- Labrador	10	9	1 200	21 000	19\$	26\$	46\$
Île-du-Prince-Édouard	2	2	280	4 600	4 \$	5 \$	9\$
Nouvelle-Écosse	11	9	1 200	19 000	23 \$	24 \$	49 \$
Nouveau-Brunswick	3	3	450	6 400	7 \$	7 \$	13 \$
Québec	18	18	2 700	47 000	35 \$	50 \$	84 \$
Ontario	57	49	7 000	170 000	75 \$	190 \$	260 \$
Manitoba	80	68	9 000	240 000	88\$	290 \$	380 \$
Saskatchewan	140	110	15 000	360 000	160 \$	440 \$	630 \$
Alberta	590	520	80 000	1 900 000	680 \$	1 900 \$	2 700 \$

^{*} Les chiffres étant arrondis, il est possible que les sommes ne correspondent pas exactement aux totaux.

The Regulations are not expected to have any noticeable incremental change in concentrations of air pollution in British Columbia, the Northwest Territories, the Yukon or Nunavut. As a result, no incremental health impacts are expected for these regions.

Mercury reductions from the electricity sector

Mercury is a heavy metal that can be released into the environment as a result of human activity (i.e. primarily anthropogenic), including through the combustion of coal. The largest anthropogenic source of mercury emissions in Canada is from electric power generation plants, which represented approximately 30% of emissions in 2007.

Once in the environment, mercury can be converted to various forms. For example, mercury can be transformed into a highly toxic compound called methyl mercury, which can accumulate in living organisms and biomagnify (i.e. increase in concentration) as it moves up the food chain. This is the form of mercury to

Le Règlement ne devrait pas occasionner de changements graduels perceptibles de la concentration de la pollution atmosphérique en Colombie-Britannique, dans les Territoires du Nord-Ouest, au Yukon ou au Nunavut. Par conséquent, aucune incidence graduelle sur la santé n'est prévue pour ces régions.

Réductions du mercure provenant du secteur de l'électricité

Le mercure est un métal lourd qui peut être libéré dans l'environnement à la suite d'une activité humaine (c'est-à-dire des activités anthropiques primaires), y compris par l'intermédiaire de la combustion du charbon. La plus importante source anthropique d'émissions de mercure au Canada provient des centrales électriques, qui représentaient environ 30 % des émissions en 2007.

Une fois qu'il est rejeté dans l'environnement, le mercure se transforme de plusieurs manières. Ainsi, il peut se transformer en un composé hautement toxique appelé méthylmercure. Celui-ci peut s'accumuler dans les organismes vivants et s'y amplifier (c'est-à-dire que sa concentration y augmente) au fur et à mesure

^{**} These totals include other pollutant-related health benefits

^{**} Ces totaux comprennent d'autres avantages pour la santé liés aux polluants.

which humans are most often exposed, primarily through consumption of fish and other seafood.

Human exposure to mercury can result in a number of health effects such as intellectual quotient (IQ) loss, memory loss and even death. Studies have examined the link between exposure to mercury and IQ effects. Neurological damage resulting in impaired prenatal brain development can lead to reduced IQ points, with associated costs for the individual and society stemming from direct and indirect loss of productivity, earnings and education, and well-being.

The Regulations are estimated to result in a cumulative reduction of 6 686 kg of mercury released to the environment over the period 2015–2035 compared to the BAU scenario (Table 19). The majority of these reductions are forecast to occur in Alberta (54%) followed by Saskatchewan (38%) and Nova Scotia (8%).

Several studies in the economic literature have estimated and monetized the socio-economic value of mercury-related health impacts. Rice and Hammit (2005) estimated the value of health benefits from proposed caps on mercury emissions from U.S. power plants. With respect to the impacts of mercury on brain development, Rice and Hammit estimated that IQ impacts had a value of \$10,000 to \$11,000 per kg of emissions, assuming that there is no lower threshold for impacts from exposure. If a non-zero threshold of impacts is assumed, then Rice and Hammit estimate the value of impacts to be lower at \$3,900 to \$4,500 per kg (in 2000 U.S. dollars).

More recently, Spadaro and Rabl (2008) estimated the global impacts of global mercury emissions on brain development. Because of their global focus, Spadaro and Rabl estimated a much lower value of health impacts per kg of mercury emissions. However, when applying the same methodology used in their study to U.S. data, they came up with results that were nearly identical to the results of Rice and Hammit.

Given the similar results in both of these studies and in the absence of primary Canadian research, the results from Rice and Hammit were adopted for use in this analysis. 42

To be conservative, the low value of US\$3,900 per kg of emissions is used for the analysis. Adjusting the value of \$3,900 in 2000 U.S. dollars gives a value of \$5,880 in 2010 Canadian dollars. Applying this value to measure the benefits of the 6 686 kg of mercury expected to be reduced under the Regulations gives a present value of \$24 million (Table 19).

qu'il remonte la chaîne alimentaire. Il s'agit de la forme de mercure à laquelle les humains sont les plus souvent exposés, surtout par la consommation de poissons et de fruits de mer.

L'exposition humaine au mercure peut entraîner un certain nombre d'effets sur la santé, tels qu'une diminution du quotient intellectuel (QI), une perte de la mémoire et même la mort. Des études ont examiné le lien entre l'exposition au mercure et les effets sur le quotient intellectuel. Des dommages neurologiques entraînant l'altération du développement prénatal du cerveau peuvent réduire les points de quotient intellectuel. De plus, ses coûts pour les personnes et la société sont liés à la perte directe ou indirecte de productivité, de revenus, d'éducation et de bien-être.

Le Règlement devrait entraîner une réduction cumulative de 6 686 kg de mercure rejetés dans l'environnement par rapport au scénario de maintien de statu quo pour la période de 2015 à 2035 (tableau 19). La majorité de ces réductions sont prévues en Alberta (54 %), suivie par la Saskatchewan (38 %) et la Nouvelle-Écosse (8 %).

Plusieurs écrits issus d'études économiques ont estimé et monétisé la valeur socioéconomique des effets du mercure sur la santé. Rice et Hammit (2005) ont estimé la valeur des avantages pour la santé à partir des plafonnements proposés pour les émissions de mercure libérées par les centrales électriques des États-Unis. En ce qui a trait aux répercussions du mercure sur le développement du cerveau, Rice et Hammit ont estimé que les répercussions sur le quotient intellectuel représentaient une valeur de 10 000 à 11 000 dollars par kilogramme d'émissions, en supposant qu'il n'y a pas de seuil inférieur pour les répercussions liées à l'exposition. Si l'on utilise un seuil non nul des répercussions, alors Rice et Hammit estiment que la valeur des répercussions est inférieure à un montant allant de 3 900 à 4 500 dollars par kilogramme (en dollars américains de 2000).

Plus récemment, Spadaro et Rabl (2008) ont estimé les répercussions mondiales des émissions mondiales de mercure sur le développement du cerveau. Ayant mis l'accent sur l'échelle mondiale, Spadaro et Rabl ont estimé une valeur bien inférieure des effets sur la santé par kilogramme d'émissions de mercure. Cependant, en appliquant aux données des États-Unis la même méthodologie que celle utilisée dans leur étude, ils ont obtenu des résultats qui étaient pratiquement identiques aux résultats de Rice et Hammit.

Étant donné la similitude des résultats obtenus dans ces deux études et en l'absence d'études sur le Canada, les résultats de Rice et Hammit ont été utilisés pour cette analyse⁴².

Par souci de prudence, la faible valeur de 3 900 dollars américains par kilogramme d'émissions est utilisée pour cette analyse. Si l'on ajuste la valeur de 3 900 dollars en dollars américains de 2000, cela nous donne une valeur de 5 880 dollars en dollars canadiens de 2010. En utilisant cette valeur pour mesurer les avantages issus de la réduction des 6 686 kg de mercure qui devraient découler du Règlement, on obtient une valeur actualisée de 24 millions de dollars (tableau 19).

⁴² It is understood that there are critical differences in population distribution and mercury exposure between Canada and the United States, and as a result, U.S. values should be taken as rough approximations of Canadian benefits only.

⁴² Il semble qu'il existe des différences essentielles entre le Canada et les États-Unis en ce qui concerne la distribution de la population et l'exposition au mercure. Par conséquent, les valeurs des États-Unis ne doivent être considérées que comme des approximations des avantages pour les Canadiens.

Table 19: Present Value (PV) of Mercury Reductions

Region	Cumulative 2015–2035 (kg)	PV* of Mercury Reductions (\$M)
SK	-2 571	9
AB	-3 607	13
NS	-524	2
Canada	-6 686**	24

^{*} Present values are calculated using a 3% discount rate.

Note that the discussion and the values estimated above apply only to the neurological impacts of mercury exposure and the resulting impacts on IQ. There is emerging scientific evidence that mercury is also a factor in heart disease and the risk of premature death. The inclusion of a potential heart disease and mortality linked to mercury would result in a significant increase in the estimated benefits of the mercury reductions. For example, when Rice and Hammit (2005) include heart disease and mortality risks in their analysis, they find the value of health benefits from mercury reductions increases nearly 50 times, to over \$180,000 per kg. Due to uncertainty in the quantification of these impacts, they have not been included in this analysis. However, given the omission of these potentially significant impacts, the benefit estimate should be seen as a low-end estimate of the value of potential health impacts from mercury.

Lead reductions from electricity sector

In terms of health impacts, the developmental neurotoxicity endpoint that has been most studied and for which there is the greatest weight of evidence of a causal relationship is the adverse consequence of early life lead exposure (children under the age of six) on psychometric tests of intelligence (IQ) among school-aged children.

When lead exposure affects IQ, it translates into foregone future earnings/productivity as affected individuals cannot work to their full potential at their usual employment when they reach adulthood.

Studies have shown that some effects of chronic lead exposure may also occur in adulthood. Coronary heart disease, hypertension and strokes are among the main adult human health endpoints that have been quantified in previous economic analyses.

Although some health benefits are expected, they were not estimated due to data limitations.

Environmental benefits

The reductions in CAC emissions from the Regulations will also result in environmental benefits. These have been estimated mainly using Environment Canada's Air Quality Valuation Model

Tableau 19 : Valeur actualisée des réductions du mercure

Région	Réductions cumulatives 2015-2035 (kg)	Valeur actuelle* des réductions de mercure (en millions de dollars)
Sask.	-2 571	9
Alb.	-3 607	13
NÉ.	-524	2
Canada	-6 686**	24

^{*} Les valeurs actualisées sont calculées en utilisant un taux d'actualisation de 3 %.

** Les chiffres étant arrondis, il est possible que les sommes ne correspondent pas exactement aux totaux

Veuillez noter que la discussion et les valeurs estimées ci-dessus ne s'appliquent qu'aux répercussions neurologiques entrainées par l'exposition au mercure et aux répercussions connexes sur le quotient intellectuel. Des observations scientifiques récentes prouvent que le mercure a également un effet sur les maladies cardiaques et sur le risque de décès prématuré. Si l'on inclut les risques de maladies cardiaques et de décès liés au mercure, les avantages estimés des réductions du mercure augmenteraient considérablement. Par exemple, lorsque Rice et Hammit (2005) incluent les maladies cardiaques et les risques de mortalité dans leur analyse, ils obtiennent une valeur d'avantages pour la santé liée aux réductions du mercure augmentant près de 50 fois, pour atteindre plus de 180 000 dollars par kilogramme. En raison de l'incertitude liée à la quantification de ces répercussions, elles n'ont pas été incluses dans cette analyse. Toutefois, étant donné l'omission de ces répercussions potentiellement importantes, l'estimation des avantages doit être considérée comme la plus faible valeur de l'estimation des répercussions potentielles du mercure sur la santé.

Réductions du plomb provenant du secteur de l'électricité

En matière de répercussions sur la santé, les effets sur la neurotoxicité développementale qui ont été les plus étudiés et pour lesquels il existe le plus de preuves d'une relation causale sont les effets néfastes qu'a l'exposition précoce au plomb (les enfants de moins de six ans) sur les tests d'intelligence psychométriques (quotient intellectuel) chez les enfants d'âge scolaire.

Lorsque l'exposition au plomb touche le quotient intellectuel, elle se traduit par une baisse des revenus ou de la productivité, car les individus ne peuvent pas travailler au maximum de leur potentiel lorsqu'ils atteignent l'âge adulte.

Des études montrent que certains effets de l'exposition chronique au plomb peuvent également se manifester chez les adultes. La coronaropathie, l'hypertension et les accidents vasculaires cérébraux représentent certains des principaux effets sur la santé des adultes qui ont été quantifiés dans les analyses économiques précédentes.

Bien que certains avantages pour la santé soient prévus, ils n'ont pas été estimés en raison du manque de données.

Avantages pour l'environnement

Les réductions des émissions des principaux contaminants atmosphériques, qui découleraient du Règlement entraîneraient des avantages pour l'environnement. Ceux-ci ont été estimés à l'aide

^{**} Individual numbers may not necessarily add up to totals due to rounding.

(AQVM2),⁴³ and supplemented with other environmental estimates in an attempt to incorporate benefits not addressed by AOVM2.

Estimate for soiling, visibility and agriculture

The ambient air quality was modelled for years 2020 and 2030 only. In order to generate annual estimates of benefits, different assumptions were applied depending on the expected trend in ambient air quality during a specific time period as discussed above. Over 2015 to 2035, the total present value of benefits estimated with AQVM2 is estimated at \$149.9 million. Additional benefits, worth \$11.5 million, are estimated using a benefit transfer approach. Therefore, the environmental benefits resulting from CAC emission reductions for Canada are estimated to be approximately \$161.4 million. The benefit estimates resulting from the AQVM2 model are shown in Table 20 and discussed below. The environmental impacts due to the Regulations were considered to be negligible for the province of British Columbia and the territories. Therefore, these estimates were excluded from the table and the Canadian total.

Table 20: Cumulative Environmental Benefits for Canada (2015–2035), Present Value in Millions of 2010 Dollars

Region	Soiling on Households	Visibility on Households	Ozone on Agriculture Revenues	Total AQVM2
Newfoundland and Labrador	0.1	1.1	0.0	1.2
Prince Edward Island	0.0	0.2	0.0	0.2
Nova Scotia	0.0	0.8	0.1	1.0
New Brunswick	0.0	0.4	0.0	0.4
Quebec	0.2	1.1	0.6	1.8
Ontario	0.6	2.4	2.2	5.2
Manitoba	1.1	6.0	5.4	12.5
Saskatchewan	1.8	9.8	34.6	46.2
Alberta	7.4	25.0	48.9	81.3
Canada	11.2	46.9	91.9	149.9
Environmental be	149.9			
Additional enviro transfer	11.5			
Total of estimated	161.4			

Reduced soiling

Soiling from increased deposition of PM results in cleaning expenditures for Canadian households. The Soiling Cleaning Savings Impacts Estimator (SCSIE) model estimates the avoided cleaning costs for Canadian households associated with different

du modèle MEQA2⁴³ d'Environnement Canada et les estimations ont été renforcées par d'autres estimations environnementales afin d'intégrer les éléments non pris en compte par ce modèle.

Estimation pour les souillures, la visibilité et l'agriculture

La qualité de l'air ambiant a été modélisée pour les années 2020 et 2030 seulement. Afin de générer des estimations annuelles des avantages, différentes hypothèses ont été appliquées selon la tendance prévue relative à la qualité de l'air ambiant au cours de périodes précises, tel qu'il a été mentionné précédemment. De 2015 à 2035, la valeur actualisée totale des avantages estimée avec le modèle MEQA2 est de 149,9 millions de dollars. Les avantages supplémentaires, d'une valeur de 11,5 millions de dollars, sont estimés à l'aide d'une méthode de transfert des avantages. Par conséquent, les avantages pour l'environnement au Canada des réductions des principaux contaminants atmosphériques (PCA) sont estimés à environ 161,4 millions de dollars. Les estimations des avantages découlant du modèle MEQA2 sont présentées dans le tableau 20 et sont abordées ci-après. Les répercussions sur l'environnement qui découlent du Règlement ont été jugées négligeables pour la province de la Colombie-Britannique et les territoires. Par conséquent, ces estimations ont été exclues du tableau et du total pour le Canada.

Tableau 20 : Avantages environnementaux cumulatifs pour le Canada (2015 à 2035), valeur actualisée, en millions de dollars de 2010

Région	Effets des souillures sur les ménages	Visibilité touchant les ménages	Ozone sur les revenus agricoles	Total MEQA2
Terre-Neuve- et-Labrador	0,1	1,1	0,0	1,2
Île-du- Prince-Édouard	0,0	0,2	0,0	0,2
Nouvelle-Écosse	0,0	0,8	0,1	1,0
Nouveau- Brunswick	0,0	0,4	0,0	0,4
Québec	0,2	1,1	0,6	1,8
Ontario	0,6	2,4	2,2	5,2
Manitoba	1,1	6,0	5,4	12,5
Saskatchewan	1,8	9,8	34,6	46,2
Alberta	7,4	25,0	48,9	81,3
Canada	11,2	46,9	91,9	149,9
Avantages pour l' d'évaluation de la	149,9			
Autres avantages transfert des avai	11,5			
Total des avantag	161,4			

Réduction des souillures

Les souillures issues des dépôts accrus de matières particulaires entraîneront des coûts de nettoyage pour les ménages canadiens. Le modèle d'estimation des répercussions des économies en matière de nettoyage des souillures (modèle SCSIE) estime les coûts

⁴³ The benefits assessment by AQVM2 was based on the comparison of a baseline scenario against an alternative policy scenario. The ambient air quality was modelled by AURAMS for each scenario, and the environmental benefits were estimated from the incremental difference between both scenarios.

⁴³ L'évaluation des avantages effectuée à l'aide du modèle MEQA2 a été fondée sur la comparaison d'un scénario de référence et d'un autre scénario stratégique. La qualité de l'air ambiant a été modélisée à l'aide du modèle AURAMS pour chaque scénario, et les avantages pour l'environnement ont été estimés à partir de la différence graduelle entre les deux scénarios.

levels of PM₁₀. Over 2015 and 2035, the present value of avoided cleaning costs is expected to be \$11.2 million. This estimate may be regarded as conservative as it is limited to the residential sector and does not account for cleaning expenditures in the commercial and institutional sectors. The two provinces with the highest reductions in coal-fired electricity generation, Alberta and Saskatchewan, also exhibit the largest gains from reduced soiling.

Improved visibility

All else being constant, visibility increases as ambient concentrations of particulate matter decrease. Based on willingness to pay for improved visual range, the VIEW R2 (Visibility Impacts Estimator of Welfare for Residents) model estimates the monetary change in welfare for different levels of deciviews. ⁴⁴ The present value of welfare gains from improved visibility in the residential sector are expected to be \$46.9 million, with Alberta and Saskatchewan combining 74% of total benefits.

Increased agriculture productivity

The Regulations are expected to result in decreased ambient concentrations of tropospheric ozone. Based on exposureresponse functions for 20 different crops, the Value of Ozone Impacts on Canadian Crops Estimator (VOICCE) model provides the change in production (tonnes) and total value of crops per Census Agricultural Region due to changes in levels of ozone. National benefits from increased agricultural productivity, expressed in present value, are expected to be \$91.9 million. Saskatchewan receives about 37% of the national benefits, while Alberta receives more than half.

Additional estimations for timber harvest, recreational use of forests, and material maintenance costs

To address additional environmental benefits that are not considered in AQVM2, a benefit transfer approach was developed to assess the economic impacts of NO_x on timber harvests and recreational use of forest ecosystems, and SO_2 on material maintenance costs. The mean marginal damages per tonne estimates derived from Muller and Mendelsohn⁴⁶ were multiplied by the national annual reductions in NO_x and SO_x emissions. The present value of the benefits associated with these emission reductions is about \$11.5 million for Canada.

44 The deciview is a visual index designed to be linear with respect to perceived visual air quality changes over its entire range. The deciview scale is zero for pristine conditions and increases as visibility degrades. A change in deciview represents a percentible change in visual air quality.

de nettoyage éludés pour les ménages canadiens touchés par différentes concentrations de MP_{10} . De 2015 à 2035, la valeur actualisée des coûts de nettoyage évités devrait être de 11,2 millions de dollars. On peut considérer que cette estimation est prudente, car elle se limite au secteur résidentiel et ne tient pas compte des dépenses de nettoyage dans les secteurs commerciaux et institutionnels. Les deux provinces affichant les plus fortes réductions de la production d'électricité alimentée au charbon, à savoir l'Alberta et la Saskatchewan, affichent également les gains les plus significatifs grâce à la réduction des souillures.

Amélioration de la visibilité

Toutes autres choses étant constantes, la visibilité augmente à mesure que les concentrations ambiantes de matières particulaires diminuent. En fonction de la volonté de payer pour l'amélioration de l'aire de répartition visuelle, le modèle VIEW R2 (modèle d'estimation du bien-être lié à la visibilité) estime le changement monétaire dans le bien-être pour différents niveaux de deciviews⁴⁴. La valeur actualisée des gains en matière de bien-être issue d'une meilleure visibilité dans le secteur résidentiel devrait être de 46,9 millions de dollars; l'Alberta et la Saskatchewan réunies représentent 74 % des avantages totaux.

Augmentation de la productivité agricole

Le Règlement devrait entraîner une diminution des concentrations ambiantes d'ozone troposphérique. D'après les fonctions exposition-réponse pour 20 différentes cultures, le modèle d'estimation de la valeur des effets de l'ozone sur les cultures canadiennes (modèle VOECCE) donne des changements dans la production (en tonnes) et les revenus totaux des ventes par région agricole de recensement en raison de changements dans les concentrations d'ozone. La valeur actualisée des avantages nationaux issus de la hausse de la productivité agricole devrait être de 91,9 millions de dollars. La Saskatchewan bénéficie d'environ 37 % des avantages nationaux, tandis que l'Alberta en bénéficie de plus de la moitié.

Estimations additionnelles relatives à la récolte du bois, à l'usage récréatif des forêts et aux coûts d'entretien du matériel

Pour prendre en considération les avantages pour l'environnement qui ne sont pas représentés dans le modèle MEQA2, une méthode de transfert des avantages a été élaborée afin d'évaluer les répercussions économiques de l'oxyde d'azote (NO_x) sur la récolte du bois et l'utilisation récréative des écosystèmes forestiers, ainsi que celle du dioxyde de soufre (SO₂) sur les frais d'entretien du matériel. Les estimations des dommages marginaux moyens par tonne selon l'étude de Muller et Mendelsohn⁴⁶ ont été multipliées par les réductions annuelles nationales des émissions

represents a perceptible change in visual air quality.

45 The Census of Agricultural Regions dataset does not cover northern Saskatchewan, Yukon, Nunavut, and the Northwest Territories. Even though little agricultural activity is expected to occur in the three latter regions, the exclusion of northern Saskatchewan may lead to an underestimation of the national benefits, as this province already has about 37% of the total benefits for agriculture. Current agricultural data does not allow an assessment of the magnitude of the underestimation.

⁴⁶ Mean marginal damages (in 2010 dollars/tonne) are calculated as follows: NO_x (timber) = \$4.85; NO_x (recreation) = \$2.91; SO₂ (material) = \$12.30. The cumulative NO_x and SO_x emission reductions for the 2015–2035 period are respectively 546 kilotonnes and 1 156 kilotonnes.

⁴⁴ Le deciview est un indice visuel conçu pour être linéaire relativement aux changements dans la qualité de l'air visuellement perçus sur toute son aire de répartition. L'échelle deciview est de zéro pour des conditions vierges et augmente au fur et à mesure que la visibilité se dégrade. Un changement dans les deciviews représente un changement perceptible dans la qualité visuelle de l'air.

⁴⁵ L'ensemble de données sur les régions agricoles de recensement ne couvre pas le nord de la Saskatchewan, le Yukon, le Nunavut et les Territoires du Nord-Ouest. Même si très peu d'activités agricoles devraient se produire dans les trois dernières régions, l'exclusion du nord de la Saskatchewan pourrait mener à sousestimer les avantages à l'échelle nationale, étant donné que cette province dispose déjà d'environ 37 % des avantages totaux pour l'agriculture. Les données agricoles actuelles ne permettent pas d'évaluer l'ampleur de la sous-estimation.

⁴⁶ Les dommages marginaux moyens (en dollars de 2010/tonne) sont calculés comme suit : oxydes d'azote (bois d'œuvre) = 4,85 dollars; oxyde d'azote (loisirs) = 2,91 dollars; SO₂ = 12,30 dollars (matériel). Les réductions cumulatives des émissions de NO_x et de SO_x pour la période de 2015 à 2035 sont respectivement de 546 kilotonnes et de 1 156 kilotonnes.

Other environmental benefits

Overall, the present value of the environmental benefits is expected to be \$161.4 million. This impact may be regarded as conservative since many environmental benefits remain non-quantified due to data or methodological limitations. Amongst these benefits are the omitted benefits of reduced soiling to the industrial and commercial sectors, additional recreational benefits of visibility improvement, the beneficial impact of reduced mercury and acid deposition on ecosystems (e.g. on water or forests), and the benefits of lower levels of PM_{2.5} and ozone on livestock and wildlife premature mortalities and illnesses.

7.4.3 Oil extraction from enhanced oil recovery

One of the benefits of the Regulations is the ability to use the CO₂ captured from CCS plants for EOR. EOR is a process in which CO₂ is injected into existing oil reservoirs to extract more oil. For the central case, oil has been valued at the forecasted price of WTI from E3MC, and it has been assumed that the use of one tonne of CO₂ for EOR results in three incremental barrels of oil production. The present value of the benefits from incremental oil production due to the Regulations is estimated to be \$6,098 million over the 2015–2035 timeline.

7.5 Cost-benefit statement

The results of the cost-benefit analysis are summarized in Table 21. Each key variable is presented in the net present values, both in five-year increments as well as the total over the entire study period. The values have been discounted at 3% and are categorized into terms of quantified and monetized costs (generation, increased imports, reduced exports, government) and quantified and monetized benefits (avoided generation costs, environmental benefits and health benefits). The values shown for new capital and refurbishment are net of their residual value to ensure only the part of their costs and benefits amortized within the study period were included. The NPV measures the net benefits (benefits minus costs), for all years indicated.

The NPV of the Regulations in 2015 over the study period is estimated at \$7.3 billion. The present value of benefits is estimated at \$23.3 billion, largely due to the avoided SCC of carbon (\$5.6 billion), avoided generation costs (\$7.2 billion), health benefits from reduced smog exposure (\$4.2 billion), and additional oil extracted through enhanced oil recovery (\$6.1 billion).

The present value of costs is estimated at \$16.1 billion, largely due to incremental purchase of natural gas fuel (\$8.0 billion), reduced electricity exports and new capital costs (\$0.3 billion and \$1.9 billion respectively).

de NO_x et de SO_x . La valeur actualisée nette des avantages associés à la réduction de ces émissions est d'environ 11,5 millions de dollars pour le Canada.

Autres avantages pour l'environnement

Dans l'ensemble, la valeur actualisée des avantages environnementaux devrait être de 161,4 millions de dollars. Ces répercussions peuvent être jugées prudentes, car de nombreux avantages pour l'environnement ne sont pas quantifiés en raison du manque de données ou des limites méthodologiques. Sont omis de ces avantages la réduction des souillures pour les secteurs industriels et commerciaux, les avantages récréatifs additionnels liés à l'amélioration de la visibilité, la diminution du mercure et des dépôts acides dans les écosystèmes (par exemple eau ou forêts) ainsi que les avantages liés à la diminution des concentrations de MP_{2,5} et d'ozone en ce qui concerne les maladies et les décès prématurés du bétail et des espèces sauvages.

7.4.3 Extraction de pétrole par récupération assistée des hydrocarbures

L'un des avantages du Règlement est la capacité à utiliser le CO₂ capté par les usines de captage et de séquestration du carbone pour la récupération assistée des hydrocarbures. La récupération assistée des hydrocarbures est un processus par lequel du CO₂ est injecté dans des réservoirs de pétrole existants en vue d'extraire plus de pétrole. Pour le scénario de la valeur médiane, la valeur des hydrocarbures a été fixée au prix du West Texas Intermediate (WTI) à partir du modèle E3MC, et on a pris l'hypothèse que l'utilisation d'une tonne de CO₂ pour la récupération assistée des hydrocarbures permettait d'obtenir trois barils de pétrole de plus. La valeur actuelle des avantages provenant de l'augmentation de la production de pétrole liée au Règlement est évaluée à 6 098 millions de dollars sur la période 2015-2035.

7.5 Énoncé coûts-avantages

Les résultats de l'analyse coûts-avantages sont résumés dans le tableau 21. Chaque variable clé est présentée selon sa valeur actualisée nette, par périodes de cinq ans et pour la totalité de la période d'étude. Les valeurs ont été actualisées à 3 % et sont classées en fonction des coûts quantifiés et monétisés (production, hausse des importations, diminution des exportations, gouvernement) et des avantages quantifiés et monétisés (coûts de production évités, avantages pour l'environnement et pour la santé). Les valeurs indiquées pour le nouveau capital et les remises en état sont toutes les deux nettes de la valeur résiduelle afin de s'assurer que seule la part de leurs coûts et de leurs avantages amortis au cours de la période d'étude est incluse. La valeur actualisée nette (VAN) mesure les avantages nets (avantages moins coûts) pour toutes les années indiquées.

La valeur actualisée nette du Règlement en 2015 au cours de la période d'étude est estimée à 7,3 milliards de dollars. La valeur actualisée des avantages est estimée à 23,3 milliards de dollars, ce qui est grandement dû au coût social du carbone évité (5,6 milliards de dollars), aux coûts de production évités (7,2 milliards de dollars), aux avantages pour la santé provenant de la réduction de l'exposition au smog (4,2 milliards de dollars) et au pétrole supplémentaire extrait grâce à la récupération assistée des hydrocarbures (6,1 milliards de dollars).

La valeur actualisée des coûts est estimée à 16,1 milliards de dollars, principalement à cause de l'augmentation des achats de carburant à base de gaz naturel (8,0 milliards de dollars), de la diminution des exportations d'électricité et des nouveaux coûts d'investissement (0,3 milliard de dollars et 1,9 milliard de dollars, respectivement).

Table 21: Incremental Cost-Benefit Statement (2015–2035) (Millions of 2010 dollars)

Tableau 21 : Énoncé des coûts-avantages supplémentaires (2015-2035) (En millions de dollars de 2010)

Category	2015	2020	2025	2030	2035	Total
A. Quantified costs A1. Generation						
costs New capital (net of residual value)	0	68	1,406	2,145	-4,063	1,946
Decommis- sioning of coal units	0	39	0	210	0	329
Additional fixed O&M	0	2	7	28	38	250
Additional variable O&M	0	129	99	344	465	3,810
Natural gas fuel costs	0	155	153	881	1,091	7,954
Subtotal	0	393	1,664	3,608	-2,468	14,289
A2. Enhanced Oil Recovery Oil extraction	0	0	84	146	126	1,288
costs Additional	0	0	8	16	15	140
social cost of carbon (central estimate)						
Subtotal	0	0	92	162	141	1,427
Increased imports	0	0	3	10	4	72
Reduced exports	0	-1	18	48	25	274
Government costs	1	1	1	0	0	11
TOTAL COSTS	1	393	1,778	3,828	-2,298	16,073
B. Quantified benefits B1. Avoided generation costs Capital costs (net of residual value)	0	0	170	39	-2,690	1,195
Refurbishment of coal units (net of residual value)	0	160	88	867	-842	684
Fixed O&M	0	4	22	105	110	833
Variable O&M	0	22	30	112	131	1,032
Coal fuel costs	0	78	85	420	371	3,494
Subtotal	0	265	395	1,543	-2,920	7,237

Catégorie	2015	2020	2025	2030	2035	Total
A. Coûts quantifiés	2010	2020	#0#O	2000	2000	10441
A1. Coûts de						
production						
Nouveau capital (net de la valeur résiduelle)	0	68	1 406	2 145	-4 063	1 946
Mises hors service des	0	39	0	210	0	329
groupes au charbon	0	2	7	20	20	250
Coûts fixes de fonctionnement et entretien additionnels	0	2	7	28	38	250
Coûts variables de fonctionnement et entretien additionnels	0	129	99	344	465	3 810
Coûts du gaz naturel liés au carburant	0	155	153	881	1 091	7 954
Sous-total	0	393	1 664	3 608	-2 468	14 289
A2. Récupération assistée des hydrocarbures						
Coûts pour l'extraction de pétrole	0	0	84	146	126	1,288
Coût social additionnel du carbone (valeur médiane de l'estimation)	0	0	8	16	15	140
Sous-total	0	0	92	162	141	1 427
Hausse des importations	0	0	3	10	4	72
Baisse des exportations	0	-1	18	48	25	274
Coûts pour le gouvernement	1	1	1	0	0	11
COÛTS TOTAUX	1	393	1 778	3 828	-2 298	16 073
B. Avantages quantifiés						
B1. Coûts de						
production évités Coûts d'investissement (net de la valeur	0	0	170	39	-2,690	1,195
résiduelle) Remise en état de groupes au charbon (net	0	160	88	867	-842	684
de la valeur résiduelle) Coûts fixes de	0	4	22	105	110	833
fonctionnement et entretien		r		103	110	000
Coûts variables de fonctionnement et entretien	0	22	30	112	131	1,032
Coûts de l'alimentation au charbon	0	78	85	420	371	3,494
Sous-total	0	265	395	1 543	-2 920	7 237

Table 21: Incremental Cost-Benefit Statement (2015–2035) (Millions of 2010 dollars) — *Continued*

Category 2015 2020 2025 2030 2035 Total B2. Environmental benefits Avoided social 0 87 134 645 742 5,634 costs of carbon (central estimate) Soiling, 0 2 19 1 17 161 visibility, agriculture, timber and recreation Subtotal 88 136 664 759 5,796 0 B3. Health benefits Benefits of 0 21 21 485 504 4,185 reduced levels of smog Mercury 0 0 1 3 3 24 Sub-total 0 22 21 489 507 4,210 B3. Enhanced Oil Recovery Oil extraction 0 0 381 691 614 6,098 valued at WTI Sub-total 0 381 691 614 6,098 0 TOTAL BENEFITS 3,387 0 374 933 23,341 -1.040E. NET PRESENT -1 -19 -844 -441 1.258 7.267 VALUE

The table below reports some corresponding key summary metrics for the cost-benefit analysis. The socio-economic cost per tonne of GHG shows that the non-GHG benefits exceed the costs. 47 The benefits of the Regulations are estimated to be $45\,\%$ greater than the cost.

Table 22: Summary Metrics (2015–2035)

Category	2015	2020	2025	2030	2035	Total
Reductions in GHG emissions from the utility sector (Mt CO ₂ e)	0.0	3.1	4.9	24.9	30.1	219.2
Increases in GHG emissions associated with EOR (Mt CO ₂ e)	0.0	0.0	0.3	0.6	0.6	5.4

Tableau 21 : Énoncé des coûts-avantages supplémentaires (2015-2035) (En millions de dollars de 2010) (suite)

Catégorie	2015	2020	2025	2030	2035	Total
B2. Avantages pour l'environnement						
Coûts sociaux du carbone évités (valeur médiane de l'estimation)	0	87	134	645	742	5 634
Souillure, visibilité, agriculture, bois d'œuvre et loisirs	0	1	2	19	17	161
Sous-total	0	88	136	664	759	5 796
B3. Avantages pour la santé						
Avantages de la réduction des niveaux de smog	0	21	21	485	504	4,185
Mercure	0	0	1	3	3	24
Sous-total	0	22	21	489	507	4 210
B3. Récupération assistée des hydrocarbures Valeur de l'extraction du pétrole au WTI	0	0	381	691	614	6 098
Sous-total	0	0	381	691	614	6 098
AVANTAGES TOTAUX	0	374	933	3 387	-1 040	23 341
E. VALEUR ACTUALISÉE NETTE	-1	-19	-844	-441	1 258	7 267

Le tableau ci-dessous présente des mesures sommaires clés pour l'analyse coûts-avantages. Le coût socioéconomique par tonne d'émission de gaz à effet de serre indique que les avantages non liés aux gaz à effet de serre dépassent les coûts⁴⁷. On estime que les avantages liés au Règlement sont 45 % supérieurs aux coûts.

Tableau 22 : Résumé des mesures (2015-2035)

Catégorie	2015	2020	2025	2030	2035	Total
Réduction des émissions de gaz à effet de serre par le secteur des services (Mt équivalent— CO ₂)	0,0	3,1	4,9	24,9	30,1	219,2
Augmentation des émissions de gaz à effet de serre liés à la récupération assistée des hydrocarbures (Mt équivalent— CO ₂)	0,0	0,0	0,3	0,6	0,6	5,4

⁴⁷ The socio-economic cost per tonne ratio is calculated by subtracting the present value of the sum of all non-GHG benefits from the present value of the costs of the Regulations, and then dividing by the present value of the tonnes of CO₂.

⁴⁷ Ce ratio est calculé en soustrayant la valeur actuelle de la somme de tous les avantages non liés aux gaz à effet de serre de la valeur actuelle des coûts du Règlement, puis en divisant la valeur actuelle des tonnes de CO₂.

Table 22: Summary Metrics (2015–2035) — Continued

Category	2015	2020	2025	2030	2035	Total
Net reductions in GHG emissions (Mt CO ₂ e)	0.0	3.1	4.6	24.3	29.5	213.8
Benefit-to-cost ratio Socio-economic cost pe	er adjusted	d tonne of	GHG (\$/to	onne)		1.452 -7.85

7.6 Sensitivity analysis

7.6.1 Univariate sensitivity

A sensitivity analysis was conducted on key variables to test the impacts of uncertainty on the results. This requires changing one variable at a time (while holding all other variables/impacts constant). The sensitivity analysis (presented in table 23) shows that the results are robust in terms of demonstrating a positive net present value for the Regulations across a broad range of plausible values for variables and assumptions. The results were most sensitive to varying the discount rate, using the avoided SCC at the 95th percentile estimate, the assumption around the amount of CO_2 sold for EOR, and changes in the oil price forecasts.

Table 23: Results of Sensitivity Analysis (Millions of 2010 Dollars)

	NET PRESENT VALUE				
Sensitivity variables	Lower	Central	Upper		
1. Discount rate: 7%, 0%	4,669	7,267	13,530		
2. Sensitivity to natural gas price forecast: +20%, -20%	6,813	7,267	9,995		
3. Sensitivity to coal price forecast: -20%, +20%	7,705	7,267	9,103		
4. Refurbishment of end-of-useful-life coal-fired units — 50%	7,641	7,267	n/a		
5. Decommissioning costs: +50%, -50%	8,240	7,267	8,568		
6. Amount of captured CO ₂ that is sold to EOR: 50% less than central case	4,901	7,267	n/a		
7. Sensitivity to oil prices: -40%, +40%	5,965	7,267	10,844		
8. Avoided SCC at the 95th percentile estimate	n/a	7,267	23,088		

7.6.2 Scenario analysis

Scenario analysis was also undertaken using Environment Canada's E3MC model. As the E3MC model is dynamic in nature, a change in one parameter will have impacts on several variables. While the natural gas price was the focal point of the sensitivity analysis, varying the natural gas price influenced economic growth and consumer electricity demand.

Tableau 22 : Résumé des mesures (2015-2035) (suite)

Catégorie	2015	2020	2025	2030	2035	Total	
Réductions nettes de gaz à effet de serre (Mt équivalent— CO ₂)	0,0	3,1	4,6	24,3	29,5	213,8	
Ratio avantages-coûts Coût socioéconomique par tonne de gaz à effet de serre (\$/T)							

7.6 Analyse de sensibilité

7.6.1 Sensibilité unidimensionnelle

Une analyse de sensibilité a été effectuée sur des variables clés afin d'évaluer les répercussions liées à l'incertitude des résultats. Cela nécessite le changement d'une variable à la fois (tout en maintenant les autres variables/répercussions constantes). L'analyse de sensibilité (présentée au tableau 23) indique que les résultats sont solides pour ce qui est de démontrer la valeur actualisée nette positive pour le Règlement dans un large éventail de valeurs plausibles pour les variables et les hypothèses. Les résultats étaient plus sensibles à la variation du taux d'actualisation, en utilisant le coût social du charbon évité selon l'estimation au $95^{\rm e}$ centile, à l'hypothèse concernant la quantité de $\rm CO_2$ vendue aux fins de récupération assistée des hydrocarbures et aux changements dans les prévisions relatives au prix du pétrole.

Tableau 23 : Résultats de l'analyse de sensibilité (En millions de dollars de 2010)

	VALEUR A	ACTUALIS	ÉE NETTE
Sensibilité des variables	Inférieure	Moyenne	Supérieure
1. Taux d'actualisation : 7 %, 0 %	4 669	7 267	13 530
2. Sensibilité à la prévision du prix du gaz naturel : +20 %, -20 %	6 813	7 267	9 995
3. Sensibilité à la prévision du prix du charbon : -20 %, +20 %	7 705	7 267	9 103
4. Remise en état des groupes alimentés au charbon en fin de vie utile — 50 %	7 641	7 267	s/o
5. Coûts de désaffectation : +50 %, -50 %	8 240	7 267	8 568
6. Quantité du CO ₂ capturé vendu pour la récupération assistée des hydrocarbures: 50 % inférieur à l'hypothèse centrale	4 901	7 267	s/o
7. Sensibilité aux prix du pétrole : +40 %, -40 %	5 965	7 267	10 844
8. Coût social du carbone évité, estimé au 95° centile	s/o	7 267	23 088

7.6.2 Analyse de scénario

On a également entrepris une analyse du scénario à l'aide du modèle énergie-émissions-économie du Canada d'Environnement Canada. Le modèle énergie-émissions-économie du Canada étant de nature dynamique, le changement d'un paramètre aurait des répercussions sur plusieurs variables. Alors que le prix du gaz naturel a été le point central de l'analyse de sensibilité, la fluctuation du prix du gaz naturel a influencé la croissance économique et la demande en électricité des consommateurs.

Natural gas price sensitivity

Many of the events that shape energy markets cannot be anticipated. Projected energy prices are subject to uncertainty, and are most appropriately analyzed as a range of plausible outcomes. To get a sense of the sensitivity of consumer price impacts to future natural gas prices, these impacts were calculated under a series of alternative assumptions about the future price of natural gas at Henry Hub (Figure 7).

Sensibilité du prix du gaz naturel

Bon nombre des événements qui influent sur les marchés de l'énergie sont impossibles à prévoir. Les projections relatives aux prix de l'énergie sont soumises à l'incertitude. Il est donc important de les analyser comme un éventail de résultats possibles. Pour se faire une idée des répercussions de la sensibilité du prix à la consommation sur les prix du gaz naturel à l'avenir, les dites répercussions ont été calculées en fonction d'une série d'hypothèses distinctes quant au prix du gaz naturel à venir au Henry Hub (figure 7).

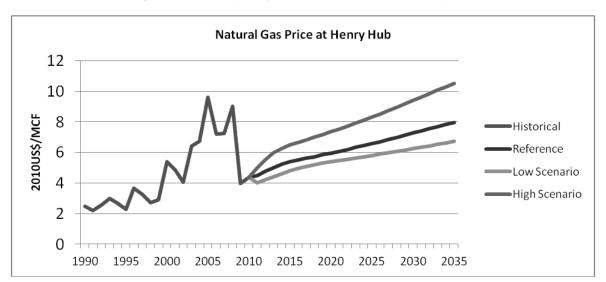
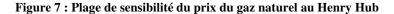
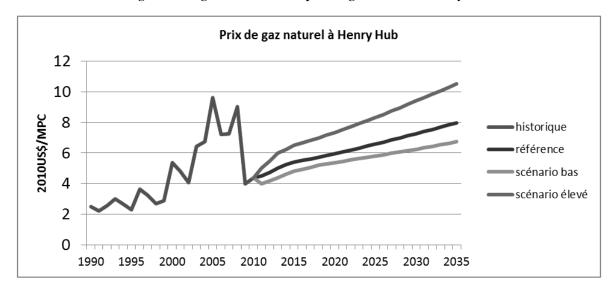


Figure 7: Sensitivity Range of Natural Gas Prices at Henry Hub





The reference price scenario, developed by the National Energy Board, was designed to incorporate the best available information about energy demand and supply into the future. The projections also reflect assumptions regarding pipeline expansions (e.g. Mackenzie and the Alaska pipelines) as well as potential evolutions in natural gas supply and demand in the United States.

Le scénario du prix de référence, mis au point par l'Office national de l'énergie, a été conçu de façon à intégrer les meilleures données disponibles au sujet de l'offre et de la demande en énergie à l'avenir. Les projections reflètent également les hypothèses relatives au prolongement des pipelines (par exemple pipelines du delta du Mackenzie et de l'Alaska) ainsi que les évolutions

Under the reference scenario, the natural gas price is projected to increase from about \$4.37/MCF (in real 2010 U.S. dollars) to about \$8/MCF by 2035. Under the alternative scenarios, the natural gas price in 2035 is expected to be some \$7.75/MCF in the low scenario; and some \$10.50/MCF in the high scenario. As noted in section 7.2.2, these projections on the future price of natural gas are considered conservative.

As shown in Table 24, variations in the projected price of natural gas at Henry Hub have an impact on the expected prices for natural gas powered electricity generation. These in turn will affect consumer electricity prices in varying proportions across Canada depending on factors such as the overall mix of generating sources in the region's electricity portfolio.

In Alberta, electricity generator natural gas prices could be as low as \$6.05/thousand cubic feet (Mcf) or as high as \$9.95/Mcf under the range of sensitivity cases in 2035. These prices are relatively low compared to other Canadian provinces. For example, electricity generator natural gas prices could reach as high as \$14.07/Mcf, or fall only as low as \$10.18/Mcf in Nova Scotia where prices are expected to be the highest across the selected provinces.

possibles de l'offre et de la demande en approvisionnement en gaz naturel aux États-Unis. Dans le cadre du scénario de référence, le prix du gaz naturel devrait passer d'environ 4,37 \$ par millier de pieds cubes (en millions de dollars américains de 2010) à environ 8 \$ par millier de pieds cubes d'ici 2035. D'après les autres scénarios, le prix du gaz naturel en 2035 devrait se chiffrer à environ 7,75 \$ par millier de pieds cubes dans le scénario bas et à environ 10,50 \$ par millier de pieds cubes dans le scénario élevé. Tel qu'il est indiqué dans la section 7.2.2, ces prévisions sur le prix futur du gaz naturel sont considérées comme étant prudentes.

Comme le montre le tableau 24, les variations prévues du prix du gaz naturel au Henry Hub ont une incidence sur les prix prévus pour la production d'électricité alimentée au gaz naturel. Ces prix auront à leur tour des répercussions d'ampleurs diverses sur les prix de l'électricité pour les consommateurs canadiens en fonction de facteurs tels que le mélange global de sources de productions au sein du portefeuille d'électricité de la région.

En Alberta, les prix du gaz naturel du producteur d'électricité pourraient se chiffrer à 6,05 \$ par millier de pieds cubes (valeur basse) ou à 9,95 \$ par millier de pieds cubes (valeur élevée) selon les plages de sensibilité en 2035. Ces prix sont relativement faibles par rapport aux autres provinces canadiennes. Par exemple, les prix du gaz naturel du producteur d'électricité pourraient atteindre 14,07 \$ par millier de pieds cubes (valeur élevée) ou 10,18 \$ par millier de pieds cubes (valeur basse) en Nouvelle-Écosse, où les prix devraient être les plus élevés parmi les provinces sélectionnées.

Table 24: Electricity Generator Natural Gas Prices — Selected Provinces (¢/kWh — 2010 Dollars)

	2009	2025			2035		
		Low	Reference	High	Low	Reference	High
Alberta	3.30	5.10	5.90	7.69	6.05	7.33	9.95
Saskatchewan	5.54	7.55	8.35	10.15	8.51	9.78	12.40
Nova Scotia	7.06	9.22	10.02	11.81	10.18	11.45	14.07

Tableau 24 : Prix du gaz naturel du producteur d'électricité — provinces sélectionnées (¢/kWh — dollars de 2010)

	2009	2025			2035		
		Valeur basse	Valeur de référence	Valeur élevée	Valeur basse	Valeur de référence	Valeur élevée
Alberta	3,30	5,10	5,90	7,69	6,05	7,33	9,95
Saskatchewan	5,54	7,55	8,35	10,15	8,51	9,78	12,40
Nouvelle-Écosse	7,06	9,22	10,02	11,81	10,18	11,45	14,07

The alternative natural gas price has an impact on the cost of power. Table 25 illustrates the impact of alternative natural gas prices on the cost of producing electricity from combined cycle natural gas units. In Alberta, the cost of power for natural gas combined cycle units in 2035 could be as low as $8.77 \phi/kWh$ in 2035 or as high as $11.39 \phi/kWh$ under the range of sensitivity cases. These prices are relatively low compared to other Canadian provinces. For example, cost of power for natural gas combined cycle units could reach as high as $13.99 \phi/kWh$, or fall only as low as $11.42 \phi/kWh$ in Nova Scotia where prices are expected to be the highest across the selected provinces.

Le prix alternatif du gaz naturel a une incidence sur le coût de l'électricité. Le tableau 25 illustre l'incidence des prix alternatifs du gaz naturel sur le coût de la production d'électricité à partir de groupes à cycle combiné alimentés au gaz naturel. En Alberta, le coût de l'électricité pour les groupes à cycle combiné alimentés au gaz naturel pourrait se chiffrer, en 2035, à 8,77 ¢/kWh (valeur basse) ou à 11,39 ¢/kWh (valeur élevée) en fonction des plages de sensibilité. Ces prix sont relativement faibles par rapport aux autres provinces canadiennes. Par exemple, le coût de l'électricité pour les groupes à cycle combiné alimentés au gaz naturel pourrait atteindre 13,99 ¢/kWh (valeur élevée) ou 11,42 ¢/kWh (valeur basse) en Nouvelle-Écosse, où les prix devraient être les plus élevés parmi les provinces sélectionnées.

Table 25: Cost of Power for Natural Gas Combined Cy	cle
Units — Selected Provinces (¢/kWh — 2010 Dollars)

	2009	2025			2035		
		Low	Reference	High	Low	Reference	High
Alberta	6.21	8.36	8.93	10.17	8.77	9.63	11.39
Saskatchewan	5.56	9.60	10.20	11.64	10.54	11.47	13.34
Nova Scotia	0.00	9.35	10.41	12.20	11.42	12.03	13.99

Tableau 25 : Coût de l'électricité pour les groupes à cycle combiné alimentés au gaz naturel — provinces sélectionnées (¢/kWh — dollars de 2010)

	2009	2025	2025			2035			
		Valeur basse	Valeur de référence	Valeur élevée	Valeur basse	Valeur de référence	Valeur élevée		
Alberta	6,21	8,36	8,93	10,17	8,77	9,63	11,39		
Saskatchewan	5,56	9,60	10,20	11,64	10,54	11,47	13,34		
Nouvelle-Écosse	0,00	9,35	10,41	12,20	11,42	12,03	13,99		

As previously noted, the E3MC model is dynamic in nature and a change in price will influence economic growth and consumer demand. As illustrated in Table 26, the lower natural gas price results in a higher average annual growth rate relative to the reference case, while the higher natural gas prices results in a lower average annual growth rate relative to the reference case. In Alberta, the average annual growth rate for the 2010 to 2035 period is 2.85% with a low natural gas price compared to 2.83% under the reference price and 2.79% with the high natural gas price.

Comme il a été mentionné précédemment, le modèle énergieémissions-économie du Canada étant de nature dynamique, un changement de prix influencera la croissance économique et la demande en électricité des consommateurs. Comme l'illustre le tableau 26, la baisse des prix du gaz naturel entraîne un taux de croissance annuel moyen plus élevé par rapport au cas de référence, tandis que la hausse des prix du gaz naturel entraîne un taux de croissance annuel moyen plus faible par rapport au cas de référence. En Alberta, le taux de croissance annuel moyen pour la période comprise entre 2010 et 2035 est de 2,85 % avec un prix faible du gaz naturel, par rapport à 2,83 % dans le cadre du prix de référence et à 2,79 % avec un prix élevé du gaz naturel.

Table 26: Provincial Gross Domestic Product (Average Annual Growth Rate)

	2010 to 2025 20			2010 to 2035		
	Low Price	Reference	High Price	Low Price	Reference	High Price
Alberta	3.21%	3.09%	2.93%	2.85%	2.83%	2.79%
Saskatchewan	2.53%	2.43%	2.29%	2.27%	2.24%	2.19%
Nova Scotia	1.65%	1.55%	1.42%	1.52%	1.52%	1.49%

Tableau 26 : Produit intérieur brut provincial (taux de croissance annuel moyen)

	2010 à 2035	2010 à 2035 20			2010 à 2035		
	Valeur basse	Valeur de référence	Valeur élevée	Valeur basse	Valeur de référence	Valeur élevée	
Alberta	3,21 %	3,09 %	2,93 %	2,85 %	2,83 %	2,79 %	
Saskatchewan	2,53 %	2,43 %	2,29 %	2,27 %	2,24 %	2,19 %	
Nouvelle-Écosse	1,65 %	1,55 %	1,42 %	1,52 %	1,52 %	1,49 %	

There are many factors that contribute to the formation of consumer electricity prices (e.g. market structure, unit dispatch order and supply/demand conditions), including alternative natural gas prices. These factors have different influences depending on the structure of the electricity market. For example, in Alberta, supply/demand factors and the contribution of natural gas-fired generation to meeting hourly demand tend to outweigh the simple contribution of the natural gas price.

Il existe de nombreux facteurs qui contribuent à la fixation des prix de l'électricité pour les consommateurs (par exemple la structure du marché, l'ordre de mise en route des groupes, la situation de l'offre et de la demande), y compris les prix du gaz naturel de remplacement. Ces facteurs peuvent influer différemment en fonction de la structure du marché de l'électricité. Par exemple, en Alberta, les facteurs de l'offre et de la demande, et la contribution de la production alimentée au gaz naturel pour répondre à la demande, ont tendance à dépasser la simple contribution des prix du gaz naturel.

Table 27 illustrates the impact of alternative natural gas prices on average electricity prices. In Alberta, the average electricity price in 2035 could be as low as 18.16¢/kWh or as high as 18.67¢/kWh under the range of sensitivity cases. 48 Saskatchewan varies between 20.13¢/kWh and 21.55¢/kWh while Nova Scotia varies from 22.36¢/kWh to 23.40¢/kWh.

Le tableau 27 illustre l'incidence des prix alternatifs du gaz naturel sur les prix moyens d'électricité. En Alberta, le prix moyen d'électricité en 2035 pourrait se chiffrer à 18,16 ¢/kWh (valeur basse) ou à 18,67 ¢/kWh (valeur élevée) en fonction des plages de sensibilité⁴⁸. En Saskatchewan, le prix de l'électricité varie entre 20,13 ¢/kWh et 21,55 ¢/kWh tandis qu'en Nouvelle-Écosse il varie entre 22,36 ¢/kWh et 23,40 ¢/kWh.

Table 27: Average Electricity Prices After the Electricity Performance Standard — Selected Provinces (¢/kWh – 2010 Dollars)

	2009	2025			2035		
		Low	Reference	High	Low	Reference	High
Alberta	7.57	16.14	16.36	14.83	18.44	18.67	18.16
Saskatchewan	9.85	14.60	14.71	15.08	20.13	20.58	21.55
Nova Scotia	12.44	18.58	18.74	19.67	22.36	22.43	23.40

Tableau 27 : Prix moyens d'électricité après la mise en place de la norme de rendement en matière d'électricité — provinces sélectionnées (¢/kWh – dollars de 2010)

	2009	2025			2035		
		Valeur basse	Valeur de référence	Valeur élevée	Valeur basse	Valeur de référence	Valeur élevée
Alberta	7,57	16,14	16,36	14,83	18,44	18,67	18,16
Saskatchewan	9,85	14,60	14,71	15,08	20,13	20,58	21,55
Nouvelle-Écosse	12,44	18,58	18,74	19,67	22,36	22,43	23,40

7.7 Distributional and competitiveness analysis

7.7.1 Coal sector

The Regulations are expected to affect employment in terms of the closure of coal-fired electricity generating facilities and coal mining facilities. However, employment impacts vary significantly across Canada. As Saskatchewan's response to the Regulations is to retrofit their coal units with CCS technology, employment impacts are expected to be minimal as the province continues to use its coal resource for electricity generation. Similar impacts are expected in Nova Scotia and New Brunswick as they are dependent on imports of coal for electricity generation.

In Alberta, some employment impacts are expected to occur as 10 coal-fired electricity generating facilities are expected to shut down over the 2015–2035 period. The coal produced in Alberta is unlikely to be demanded in export markets and therefore it is anticipated that the associated production of coal would cease. Furthermore, there are certain regions which are heavily dependent on coal-fired electricity generating facilities and coal mining for direct employment and the indirect jobs associated with the facilities and mines. While employment at natural gas-fired facilities would offset some of the resulting employment losses, natural

7.7.1 Secteur du charbon

On s'attend à ce que le Règlement ait des répercussions sur l'emploi par la fermeture des installations de production d'électricité alimentées au charbon et les installations d'exploitation du charbon. Toutefois, les répercussions sur l'emploi varient grandement dans tout le Canada. Étant donné que la réponse de la Saskatchewan à l'égard du Règlement consiste à rénover ses groupes au charbon avec une technologie de captage et de séquestration du carbone, les répercussions sur l'emploi devraient être minimes, puisque le gouvernement provincial continuera d'utiliser ses ressources en charbon pour la production d'électricité. Des répercussions similaires sont attendues en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick, car ces provinces dépendent des importations de charbon pour la production d'électricité.

En Alberta, certaines répercussions devraient se produire sur l'emploi, car 10 installations de production d'électricité alimentées au charbon devraient fermer leurs portes au cours de la période 2015-2035. Il est peu probable que le charbon produit en Alberta fasse l'objet d'une demande au sein des marchés d'exportation et, à ce titre, on s'attend à ce que la production de charbon connexe cesse. De plus, certaines régions dépendent en grande partie des installations de production d'électricité alimentées au charbon et des mines de charbon pour les emplois directs et indirects qui y sont associés. Même si l'emploi nécessaire dans les

^{7.7} Analyse de la répartition et de la concurrence

⁴⁸ In Alberta, producer response and the timing of new generation influence the retail price. The model predicts that the supply generation brought into service over the 2023 to 2025 period creates a surplus in light of the demand conditions. This results in the average electricity price under the high natural gas price scenario being somewhat lower than the reference scenario.

En Alberta, la réponse des producteurs et le moment de la nouvelle production influencent le prix de détail. Le modèle prévoit que la production d'approvisionnement mise en service entre 2023 et 2025 crée un surplus en raison des conditions de la demande. Par conséquent, le prix moyen de l'électricité dans le scénario du prix élevé du gaz naturel est ainsi quelque peu plus faible que celui du scénario de référence.

gas facilities would require fewer employees to operate than coalfired facilities and associated coal mines.

The employment impacts are considered to be transitional as the unemployed are expected to eventually find new jobs within the economy. For instance, the Alberta government (Alberta Employment and Immigration) has recently estimated that by 2019 there will be a cumulative shortage of 77 000 workers in the province, while the first coal-fired electricity generating facilities projected to shut down in Alberta due to the Regulations are not expected to close until 2020. In sum, transition costs are expected to be minimal or moderate.

It is also important to note that the Regulations could spur innovation in the electricity sector and other sectors of the economy. For example, the costs of adopting CCS technology over time could diminish due to "learning by doing," which could benefit other sectors of the economy that are able to adopt the technology. The Regulations could also drive demand for clean technologies, energy efficiency and renewable energy. Induced technological change could contribute to reducing further GHG emissions while producing economic co-benefits such as new job opportunities in the clean technology sector, and new skills and technologies that could support Canadian firms in a growing global market for clean technologies.

7.7.2 Natural gas sector

The North American gas market is a highly competitive market, in which natural gas can be bought from many supply sources and delivered to any market centre through an extensive North American pipeline grid. The price of gas is set by market fundamentals such as industrial demand, production levels of gas, and high levels of natural gas in storage. Given this highly competitive market, the price of gas in one region generally differs from the price in another region only by the cost of transportation.

In 2035, the total volume of natural gas used to generate electricity would increase by approximately 40%, or by 292 petajoules (PJ) relative to the BAU.

For the CGI analysis, Environment Canada commissioned a report from Ziff Energy on the expected impacts of the proposed Regulations on the natural gas markets and prices. The report confirmed that the increased gas demand due to the proposed Regulations would not have a material impact on the functioning of the North American gas markets. More specifically, the increased demand would account for less than 1% of the overall North American market. The average yearly price impact would be less than \$0.01/MMBtu over the period considered.

Given that the impact on natural gas demand under the Regulations is still below 1% of the overall North American market, it is expected that these conclusions will continue to hold.

One of the concerns identified by stakeholders relates to the impact of the Regulations on the price of natural gas and more

installations alimentées au gaz naturel viendra contrebalancer une partie des pertes d'emplois occasionnées, le fonctionnement de ces installations nécessitera moins d'employés que les installations alimentées au charbon et les mines de charbon connexes.

Les répercussions sur l'emploi ne devraient être que transitoires, car on estime que les personnes sans emploi finiront par trouver un nouvel emploi dans l'économie. Par exemple, le gouvernement de l'Alberta (Alberta Employment and Immigration) a récemment estimé que, d'ici 2019, il y aurait une pénurie de 77 000 travailleurs dans la province, alors que les premières installations de production d'électricité alimentées au charbon devant fermer leurs portes en Alberta en raison du Règlement ne devraient pas le faire avant 2020. En somme, les coûts de transition devraient être minimes ou modérés.

Il convient également de remarquer que le Règlement pourrait stimuler l'innovation dans le secteur de l'électricité et d'autres secteurs de l'économie. Par exemple, les coûts liés à l'adoption de la technologie de captage et de stockage pourraient diminuer au fil du temps en raison de « l'apprentissage par la pratique », ce qui pourrait profiter à d'autres secteurs de l'économie qui sont en mesure d'adopter cette technologie. Le Règlement pourrait également augmenter la demande de technologies propres, d'efficacité énergétique et d'énergie renouvelable. Des changements technologiques induits pourraient contribuer à réduire davantage les émissions de gaz à effet de serre, tout en produisant des avantages économiques corrélatifs, tels que de nouvelles possibilités d'emploi dans le secteur des technologies propres, et de nouvelles connaissances et technologies qui pourraient appuyer les entreprises canadiennes dans un marché mondial en croissance des technologies propres.

7.7.2 Secteur du gaz naturel

Le marché du gaz en Amérique du Nord est un marché très compétitif, dans le sens où le gaz naturel est vendu par de nombreuses sources d'approvisionnement et livré à n'importe quel marché grâce à des réseaux et pipelines étendus. Le prix du gaz est établi en fonction des indicateurs de base du marché, comme la demande industrielle, les niveaux de production du gaz et les quantités importantes de gaz entreposé. Étant donné la forte concurrence du marché, le prix du gaz varie généralement d'une région à une autre en fonction du coût du transport uniquement.

En 2035, le volume total de gaz naturel utilisé pour produire de l'électricité augmenterait d'environ 40 % ou de 292 pétajoules (PJ) par rapport au maintien du statu quo.

Pour l'analyse publiée dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, Environnement Canada a commandé un rapport de Ziff Energy concernant les répercussions attendues du projet de règlement sur les marchés et les prix du gaz naturel. Le rapport a confirmé que l'augmentation de la demande de gaz en raison du projet de règlement devrait avoir une faible incidence sur le fonctionnement du marché gazier nord-américain. Plus précisément, la hausse de la demande représenterait moins de 1 % de l'ensemble du marché nord-américain. L'impact annuel moyen sur le prix pourrait être inférieure à 0,01 \$/MBtu au cours de la période prise en compte.

Étant donné que les répercussions sur la demande de gaz naturel en vertu du Règlement restent inférieures à 1 % de l'ensemble du marché de l'Amérique du Nord, on s'attend à ce que ces conclusions restent valides.

L'une des préoccupations soulevées par les intervenants concerne l'incidence du Règlement sur le prix du gaz naturel et, plus specifically on natural gas intensive sectors. The sectors most sensitive to changes in gas prices include

- Fertilizer manufacturers (approximately 85% of input cost is natural gas);
- Chemicals sector who use gas as both a feedstock and a process fuel, which is significant in terms of overall costs;
- Pulp and paper sector for which Industry Canada estimates energy accounts for 15% of overall costs. Additionally, the U.S. Energy Information Association (EIA) estimates 50% of this sector's energy requirements are self-generated by utilizing wood residues and by-products (black liquor).

As noted above, the study by Ziff Energy indicated that the impact of the proposed Regulations on gas prices would not be material. Therefore, the sectors above are not expected to be affected by natural gas price increases under the Regulations.

7.7.3 Residential and industrial consumers

Residential consumers

Provincial electricity prices are expected to increase in the future with or without the performance standard. In Alberta, price increases in the BAU reflect a shift toward natural gas playing a larger role in setting the hourly price in the Alberta wholesale market. The performance standard will accelerate this shift somewhat. The phase-in of the performance standard is such that any impact on prices is deferred until well out into the future. Over time, the performance standard is expected to have the greatest impacts on electricity prices in Alberta, Saskatchewan, and Nova Scotia. The estimated impact on prices in these provinces is presented below. Note that changes are expected to be small for other provinces and, consequently, they are not included in the table below.

Table 28: Absolute Change in Residential Electricity Prices as a Result of the Electricity Performance Standard (Cents/kWh — 2010 Dollars)

	2015	2020	2025	2030	2035	Average Annual Change 2015–2035
Nova Scotia	0.00	0.00	1.31	1.27	1.40	0.76
Saskatchewan	0.00	0.00	0.09	0.85	2.50	0.74
Alberta	0.00	1.66	1.96	2.24	2.12	1.61

It is expected that the price increases from the Regulations will be passed on to consumers in proportion to their consumption. Allocating the prices in Table 28 to the 2007 residential customer using average consumption (Nova Scotia uses 10 380 kWh, Saskatchewan uses 9 850 kWh, and Alberta uses 5 810 kWh), gives the following estimated average monthly increases in each of the provinces from 2015 to 2035:

- Alberta \$7.80
- Nova Scotia \$6.60
- Saskatchewan \$6.05

précisément, les secteurs consommant beaucoup de gaz naturel. Les secteurs les plus sensibles aux variations des prix du carburant comprennent :

- les fabricants d'engrais (environ 85 % du coût des intrants provient du gaz naturel);
- le secteur des produits chimiques qui a recours au gaz en tant que matière première et combustibles qui sont importants en termes de coûts généraux;
- le secteur des pâtes et papiers pour lequel Industrie Canada estime que l'énergie compte pour 15 % de l'ensemble des coûts. En outre, l'Energy Information Administration (EIA) des États-Unis estime que 50 % des exigences énergétiques de ce secteur sont autoproduites en utilisant des résidus et des sous-produits ligneux (liqueur noire).

Comme il est indiqué précédemment, l'étude de Ziff Energy a déterminé que les répercussions du projet de règlement sur les prix du gaz ne seraient pas substantielles. À ce titre, les secteurs ci-dessus ne devraient pas être touchés par les augmentations du prix du gaz naturel en vertu du Règlement.

7.7.3 Consommateurs résidentiels et industriels

Consommateurs résidentiels

Les prix de l'électricité à l'échelle provinciale devraient augmenter à l'avenir, que ce soit avec ou sans la norme de rendement. En Alberta, les augmentations de prix dans une condition de maintien du statu quo reflètent un changement selon lequel le gaz naturel joue un rôle plus important dans la fixation des tarifs horaires sur le marché de gros de l'Alberta. La norme de rendement accélérera quelque peu ce changement. La mise en œuvre progressive de la norme de rendement vise à ce que toute répercussion sur les prix soit reportée vers un avenir lointain. Au fil du temps, la norme de rendement devrait avoir les répercussions plus importantes sur les prix de l'électricité en Alberta, en Saskatchewan et en Nouvelle-Écosse. Les répercussions estimées sur les prix dans ces provinces sont présentées ci-dessous. Il convient de remarquer que les changements devraient être faibles pour les autres provinces et, à ce titre, ils ne figurent pas dans le tableau ci-dessous.

Tableau 28 : Variation absolue des prix de l'électricité résidentielle liée à la norme de rendement en matière d'électricité (En cents/kWh — dollars de 2010)

	2015	2020	2025	2030	2035	Changement moyen annuel entre 2015 et 2035
Nouvelle-Écosse	0,00	0,00	1,31	1,27	1,40	0,76
Saskatchewan	0,00	0,00	0,09	0,85	2,50	0,74
Alberta	0,00	1,66	1,96	2,24	2,12	1,61

On s'attend à ce que les augmentations de prix soient refilées aux consommateurs proportionnellement à leur consommation. La répartition des prix (tableau 28) au client résidentiel de 2007 en utilisant une consommation moyenne (la Nouvelle-Écosse utilise 10 380 kWh, la Saskatchewan utilise 9 850 kWh et l'Alberta utilise 5 810 kWh) permet d'obtenir les augmentations mensuelles moyennes suivantes estimées pour chacune des provinces entre 2015 et 2035 :

Alberta: 7,80 \$

Nouvelle-Écosse : 6,60 \$Saskatchewan : 6,05 \$

Households that consume more (or less) than the average would pay proportionately more (or less) of the total costs.

While households could experience higher electricity cost, the share of household electricity costs relative to disposable income is expected to remain relatively constant. The share remains relatively flat over the 2015–2035 period of the performance standard analysis for all three of the affected provinces.

Table 29: Share of Household Electricity Costs Relative to Disposable Income⁴⁹

	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Nova Scotia	2.9%	2.8%	2.8%	2.9%	2.9%	2.7%
Saskatchewan	1.9%	1.8%	1.7%	1.8%	1.8%	1.8%
Alberta	1.0%	1.3%	1.3%	1.3%	1.4%	1.3%

Industrial consumers

In terms of cents/kWh, price impacts for commercial and industrial consumers of electricity are estimated to be very similar to the price impacts for residential consumers.

Table 30: Absolute Change in Industrial Electricity Prices as a Result of the Electricity Performance Standard (Cents/kWh — 2010 Dollars)

	2015	2020	2025	2030	2035	Average Annual Change 2015–2035
Nova Scotia	0.00	0.00	1.31	1.27	1.40	0.76
Saskatchewan	0.00	0.00	1.07	0.93	2.81	0.82
Alberta	0.00	1.66	1.96	2.25	2.13	1.61

The incremental price increases as presented in Table 30 are not expected to have major impacts on the industrial sector in Canada. In general, Canada has low electricity rates relative to many of its global competitors including the United States, mainly due to Canada's natural resources, such as inexpensive hydro (i.e. water resources), and the industrial sector continues to use less energy for each unit of economic output. The long-term trend (from 1990) indicates that the amount of energy used by industry for each unit of economic output (energy intensity) dropped from 12.3 megajoules (MJ)/\$ output to 10.7 MJ/\$ output. 50 It should also be noted that the U.S. EPA is moving forward with its own electricity performance standard which covers new power plants, as well as stringent new air pollution requirements, which should also have a comparative impact on electricity rates in that country.

Les ménages qui consomment plus (ou moins) que la consommation moyenne paieraient proportionnellement plus (ou moins) des coûts totaux.

Alors que les ménages pourraient subir des coûts plus élevés en matière d'électricité, la part de ces coûts par rapport au revenu disponible des ménages devrait rester relativement stable. La part demeure relativement stable au cours de la période d'analyse de la norme de rendement (2015-2035) pour l'ensemble des trois provinces concernées.

Tableau 29 : Part des coûts liés à l'électricité par rapport au revenu disponible des ménages⁴⁹

	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Nouvelle-Écosse	2,9 %	2,8 %	2,8 %	2,9 %	2,9 %	2,7 %
Saskatchewan	1,9 %	1,8 %	1,7 %	1,8 %	1,8 %	1,8 %
Alberta	1,0 %	1,3 %	1,3 %	1,3 %	1,4 %	1,3 %

Consommateurs industriels

En termes de cents/kWh, on estime que les répercussions sur les prix pour les consommateurs commerciaux et industriels d'électricité sont très semblables à celles touchant les consommateurs résidentiels.

Tableau 30 : Variation absolue des prix de l'électricité industrielle liée à la norme de rendement en matière d'électricité (En cents/kWh — dollars de 2010)

	2015	2020	2025	2030	2035	Changement moyen annuel entre 2015 et 2035
Nouvelle-Écosse	0,00	0,00	1,31	1,27	1,40	0,76
Saskatchewan	0,00	0,00	1,07	0,93	2,81	0,82
Alberta	0,00	1,66	1,96	2,25	2,13	1,61

Les augmentations de prix progressives telles qu'elles sont présentées au tableau 30 ne devraient pas avoir de répercussions majeures sur le secteur industriel au Canada. Dans l'ensemble, le Canada dispose de tarifs d'électricité faibles par rapport à bon nombre de ses concurrents mondiaux, y compris les États-Unis, principalement en raison des ressources naturelles du Canada, comme l'hydroélectricité bon marché (c'est-à-dire, les ressources en eau) et parce que le secteur industriel continue de consommer moins d'énergie pour chaque unité de production économique. La tendance à long terme (depuis 1990) indique que la quantité d'énergie consommée par l'industrie pour chaque unité de production économique (intensité énergétique) a chuté de 12,3 mégajoules (MJ)/\$ de production à 10,7 MJ/\$ de production⁵⁰. Il convient également de noter que l'Environmental Protection Agency des États-Unis va de l'avant avec sa propre norme de rendement en matière d'électricité qui couvre les nouvelles centrales électriques et de nouvelles exigences rigoureuses en matière de pollution de l'air, ce qui devrait également avoir une incidence comparative sur les tarifs de l'électricité dans ce pays.

⁴⁹ Personal disposable income is the amount of income left after payment of personal direct taxes, including income taxes, contributions to social insurance plans (such as the Canadian Pension Plan and Employment Insurance) and other fees.

National Energy Board, www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/mrgynfmtn/nrgyrprt/nrgdmnd/ ndstrlnrgscnd2010/ndstrlnrgscnd-eng.html#s3

⁴⁹ Le revenu personnel disponible est le montant de revenus restant après le paiement des impôts directs personnels, y compris l'impôt sur le revenu, les cotisations aux régimes d'assurance sociale (comme le Régime de pensions du Canada et l'assurance-emploi) et les autres frais.

Office national de l'énergie, www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmtn/nrgyrprt/ nrgdmnd/ndstrlnrgscnd2010/ndstrlnrgscnd-fra.html

8. Small business lens

As the regulated community consists of medium and large businesses, the small business lens does not apply to these Regulations.

9. "One-for-One" Rule

The federal government has implemented a "One-for-One" Rule to reduce administrative burden (i.e. the time and resources spent by business to show compliance with government regulations). The "One-for-One" Rule requires that regulatory changes that increase administrative burden need to be offset with equal administrative burden reductions.

These Regulations include a number of mandatory administrative requirements, such as registration, quantification and reporting, as well as requirements for a variety of flexibility mechanisms where regulatees can choose to use or not use any of these provisions. However, once a regulatee chooses to participate in a flexibility mechanism, there are mandatory requirements for participation.

These Regulations were developed with consideration of what industry already does as a way to minimize administrative burden associated with implementation. The regulated community reports the same or similar types of information to other programs and commitments, including Environment Canada's Greenhouse Gas Reporting Program, Statistics Canada, and various provincial programs and electricity system operators. As a result, minimal incremental administrative burden is expected for emissions and electricity quantification beyond the current activities of regulatees.

There will be incremental administrative burden associated with the applications and reports for the use of the flexibility mechanisms, such as the carbon capture and storage deferral, that are unique to these Regulations. This administrative burden is, for the most part, experienced by units that continue operating and meet the performance standard. Units that close prior to meeting the performance standard will have negligible additional administrative burden.

The "One for One" Rule will be applied to the Regulations as they are expected to result in an annualized cost of \$7,000 for all businesses (\$350 per business) within the regulatory community.

10. Consultation

Consultations after the publication of the proposed Regulations in the Canada Gazette, Part I

Over the past 20 months, Environment Canada has met with 23 stakeholders about 60 times and an additional 25 times with affected provinces. This includes consultations with the coal-fired electricity sector and with representatives from the governments of Alberta, Saskatchewan, Manitoba, Ontario, Nova Scotia, and New Brunswick — the provinces most reliant on coal-fired generation — as well as non-governmental organizations (NGOs). Other federal departments have also consulted with affected stakeholders.

8. Lentille des petites entreprises

Étant donné que la collectivité réglementée est constituée d'entreprises de tailles moyenne et grande, le point de vue de la petite entreprise ne s'applique pas dans le cadre de ce règlement.

9. Règle du « un pour un »

Le gouvernement fédéral a mis en œuvre une règle du « un pour un » afin de réduire le fardeau administratif (à savoir le temps passé et les ressources dépensées par les entreprises pour démontrer leur conformité avec les règlements du gouvernement). La règle du « un pour un » exige que les modifications réglementaires qui accroissent le fardeau administratif doivent être compensées par des réductions du fardeau administratif d'un niveau équivalent.

Ces règlements comprennent un certain nombre d'exigences administratives obligatoires, comme l'enregistrement, la quantification et la production de rapports, ainsi que les exigences relatives à divers mécanismes de flexibilité par lesquels les entités réglementées peuvent choisir d'utiliser ou de ne pas utiliser l'une ou l'autre de ces dispositions. Cependant, une fois qu'une entité réglementée choisit de participer à un mécanisme de flexibilité, sa participation induit certaines exigences obligatoires.

Ce règlement a été élaboré en tenant compte de ce que l'industrie fait déjà pour réduire au minimum le fardeau administratif associé à la mise en œuvre. La collectivité réglementée signale des types de renseignements identiques ou similaires dans le cadre d'autres programmes ou engagements, notamment au Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre d'Environnement Canada, à Statistique Canada, à divers programmes provinciaux et aux opérateurs de réseaux d'électricité. Par conséquent, un fardeau administratif supplémentaire minime est prévu pour la quantification des émissions et de l'électricité en sus des activités actuelles des entités réglementées.

Un fardeau administratif supplémentaire propre à ce Règlement sera engendré par les demandes et les déclarations liées à l'utilisation des mécanismes de flexibilité, comme le report du captage et de la séquestration de carbone. Ce fardeau administratif sera subi, dans sa majeure partie, par les groupes qui continuent de fonctionner et qui respectent la norme de rendement. Les groupes qui fermeront avant de se conformer à la norme de rendement subiront un fardeau administratif supplémentaire négligeable.

La règle du « un pour un » sera appliquée au Règlement, car ce dernier devrait entraîner des coûts annualisés de 7 000 \$ pour toutes les entreprises (350 \$ par entreprise) au sein de la collectivité réglementée.

10. Consultation

Consultations après la publication du projet de règlement dans la Partie I de la Gazette du Canada

Au cours des 20 derniers mois, Environnement Canada a rencontré 23 intervenants environ 60 fois en plus des 25 consultations avec les provinces concernées. Ces rencontres comprennent des consultations avec le secteur des centrales électriques alimentées au charbon et des représentants des gouvernements de l'Alberta, de la Saskatchewan, du Manitoba, de l'Ontario, de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick (soit les provinces qui dépendent du charbon en matière de production d'électricité) et avec des organisations non gouvernementales. D'autres ministères fédéraux ont également consulté les intervenants concernés.

On August 27, 2011, the Government of Canada published the proposed *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations*. Upon publication of the proposed Regulations, a 60-day consultation period was initiated, allowing stakeholders and interested parties an opportunity to submit formal comments for consideration.

The Department also held several larger consultation sessions, including face-to-face and webinar consultations. Provincial governments, industry, NGOs and aboriginal groups were invited to participate in these sessions. These sessions provided further detail and discussion on the proposed Regulations and gave stakeholders an opportunity to explore issues of concern or clarification. These sessions were held during the 60-day consultation period in order to facilitate or aid their development of comments for formal submission.

Over 5 000 submissions were received during the 60-day consultation period, including submissions from 4 provincial governments, 16 electricity industry corporations or system operators, 17 other industry corporations or associations, and 6 NGOs. The remainder of comments came from the general public, primarily through the use of form letters available on various Web sites. Based on these comments, and subsequent discussions with industry and provinces, certain refinements have been implemented for these Regulations. These refinements will provide some greater flexibility to industry, while respecting the CGI regulatory framework and maintaining the contribution of the Regulations to Canada's Copenhagen target.

Extensive bilateral consultations were also held with officials from the governments of Alberta, Nova Scotia and Saskatchewan and with officials from key generating companies (e.g. Sask-Power, Nova Scotia Power Inc., Manitoba Hydro) focused on reviewing key technical parameters used in support of this analysis. These consultations focused on parameters ranging from heat rates and emission intensity for various generating units to alternative capital costs for new generating units.

Overall, industry stakeholders and provinces have expressed support for Canada's commitment to reduce greenhouse gases and, in many cases, for the proposed regulated performance standard approach. There were, however, some firm questions or concerns regarding the sector-by-sector approach and how the proposed Regulations would affect specific units or align with existing provincial regulatory programs. Among the NGOs consulted, some had questions regarding the level of performance standard, exclusion of biomass, CO₂ emissions and the application of CCS provisions. In terms of consulted user groups, questions were raised about the secondary impact on natural gas production and electricity prices. The following summarizes key issues raised by stakeholders throughout consultations how they are addressed in the final Regulations.

Le 27 août 2011, le gouvernement du Canada a publié le projet de *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone* — secteur de l'électricité thermique au charbon. Dès la publication du projet de règlement, une période de consultation de 60 jours a été lancée pour donner aux intervenants et aux parties intéressées la possibilité de soumettre des commentaires officiels aux fins d'examen.

Le Ministère a également organisé plusieurs grandes séances de consultation, y compris des consultations en personne ou du type webinaire. Les gouvernements provinciaux, l'industrie, les organisations non gouvernementales et les groupes autochtones ont été invités à participer à ces séances. Ces dernières ont permis de fournir des détails supplémentaires et d'approfondir les discussions sur le projet de règlement et ont donné aux intervenants l'occasion de réfléchir aux questions préoccupantes ou nécessitant des précisions. Ces séances ont eu lieu au cours de la période de consultation de 60 jours afin de faciliter ou d'assister la rédaction des commentaires aux fins de soumission officielle.

Plus de 5 000 soumissions ont été reçues au cours de la période de consultation de 60 jours, y compris de la part de 4 gouvernements provinciaux, de 16 sociétés ou exploitants de réseau du secteur de l'électricité, de 17 autres sociétés ou associations de l'industrie, et de 6 organisations non gouvernementales. Les autres commentaires provenaient du grand public, principalement au moyen de lettres types disponibles sur divers sites Web. À la lumière de ces commentaires et des discussions ultérieures avec l'industrie et les provinces, certaines améliorations ont été mises en œuvre pour ce règlement. Ces améliorations fourniront une souplesse accrue à l'industrie, tout en respectant le cadre réglementaire de la Partie I de la *Gazette du Canada* et en maintenant la contribution du Règlement aux objectifs du Canada dans le cadre de l'Accord de Copenhague.

De nombreuses consultations bilatérales ont également eu lieu avec les représentants des gouvernements de l'Alberta, de la Nouvelle-Écosse et de la Saskatchewan ainsi qu'avec les représentants des principales entreprises de production d'électricité (par exemple SaskPower, Nova Scotia Power Inc., Manitoba Hydro). Ces consultations étaient axées sur l'examen des principaux paramètres techniques utilisés pour soutenir cette analyse. Elles portaient avant tout sur des paramètres relatifs aux consommations spécifiques de chaleur et à l'intensité des émissions pour les groupes de production et sur les paramètres relatifs aux coûts d'investissement en solutions de rechange pour les nouveaux groupes de production.

Dans l'ensemble, les intervenants de l'industrie et des provinces ont exprimé leur soutien envers l'engagement du Canada à réduire les gaz à effet de serre et, dans de nombreux cas, envers l'approche de la norme de rendement réglementée. Toutefois, des questions ou des préoccupations importantes ont été soulevées concernant l'approche secteur par secteur et la manière dont le projet de règlement aurait des répercussions sur des groupes de production précis ou la façon qu'il s'adaptera aux programmes réglementaires provinciaux existants. Parmi les organisations non gouvernementales consultées, certaines avaient des questions concernant le niveau de la norme de rendement, l'exclusion de la biomasse, les émissions de CO₂ et l'application des dispositions relatives au captage et à la séquestration du carbone. En ce qui concerne les groupes d'utilisateurs consultés, des questions ont été soulevées par rapport aux répercussions secondaires sur la production de gaz naturel et sur les prix de l'électricité. Voici un résumé des principaux enjeux soulevés par les intervenants pendant les consultations et la manière dont ils sont traités dans le règlement final.

In considering possible refinements to the proposed Regulations to reflect comments received, Environment Canada was guided by the objectives set out in section 4, the importance of preserving emission reductions in 2020 so as to contribute to Canada's Copenhagen target, and the importance of respecting the originally proposed regulatory framework.

The following sections provide a summary of the comments received from industry stakeholders, provinces and interested parties. The comments are organized into two sections: policy related and economics related.

10.1 Policy-related comments

Comment #1: Level of performance standard

There was convergence among stakeholders and provinces that natural gas combined cycle (NGCC) units operating in Canada cannot generally achieve an emission rate of 375 tonnes of CO₂/GWh. The majority were supportive of a performance standard of 420 tonnes of CO₂/GWh. However, some suggested as high as 500 or 550 tonnes/GWh while others suggested an approach where the performance standard level is phased in with the stringency increasing over time as technology matures. Alternatively, environmental non-governmental organizations (ENGOs) offered comments that ranged from upholding the 375 tonnes of CO₂/GWh benchmark to tightening the performance standard.

Response #1: The Regulations raise the performance standard to 420 tonnes of CO₂/GWh. This level more closely reflects the reasonably expected performance of a base-load natural gas combined cycle unit and responds directly to near-unanimous comments from industry, but is still within the range (360–420 tonnes of CO₂/GWh) that was announced in June of 2010. It is also consistent with recent permits issued in the United States.

Comment #2: Definition of old or end of useful life unit

The proposed Regulations included a 45-year useful life period, as well as accommodation for units that are already party to a power purchase agreement or that began operation but switched to burn coal at a later date.

Some industry and provincial governments raised concerns regarding the proposed definition for the end of useful life and its effect on managing price impacts, and the risk of stranded investment and value. In particular, stakeholders felt that the useful life definition should be longer than the 45 years stated in the proposed Regulations. Many commented that it should be increased to 50 years, with some suggestions of it being longer yet, or of a phased-in approach to 50 years and determination on a unit case-by-case basis. The need to consider major capital investments and/or refurbishments as part of the useful life definition was also mentioned by some provincial and industry stakeholders, as well as additional flexibility for units that retire in or before 2020.

Dans sa réflexion à propos des améliorations possibles à apporter au projet de règlement en vue de tenir compte des commentaires reçus, Environnement Canada a été guidé par les objectifs définis à la section 4, par l'importance de préserver les réductions d'émissions en 2020 de manière à contribuer à l'atteinte de la l'objectif fixé pour le Canada dans le cadre de l'Accord de Copenhague et par l'importance du respect du cadre réglementaire proposé à l'origine.

Les sections suivantes donnent un résumé des commentaires reçus de la part des intervenants de l'industrie, des provinces et des parties intéressées. Ces commentaires sont classés en deux sections : commentaires liés à la politique et commentaires liés à l'économie.

10.1 Commentaires liés à la politique

Commentaire nº 1: Niveau de la norme de rendement

Les intervenants et les provinces se sont accordés sur le fait que les groupes utilisant la technologie du cycle combiné pour la production au gaz naturel fonctionnant au Canada ne peuvent généralement pas atteindre des taux d'émissions de 375 tonnes de CO₂/GWh. La majorité des intervenants étaient favorables à une norme de rendement de 420 tonnes de CO₂/GWh. Cependant, certains ont suggéré des émissions de pas moins de 500 ou de 550 tonnes/GWh alors que d'autres recommandaient une approche par laquelle le niveau de la norme de rendement serait progressif et deviendrait de plus en plus strict à mesure que la technologie mûrit. Autre possibilité, les organisations non gouvernementales de l'environnement ont formulé des commentaires consistant à respecter la référence de 375 tonnes de CO₂/GWh ou de resserrer la norme de rendement.

Réponse n° 1 : Le Règlement relève la norme de rendement à 420 tonnes de CO₂/GWh. Ce niveau reflète plus fidèlement le rendement que l'on peut raisonnablement espérer d'un groupe à cycle combiné au gaz naturel en charge de base et répond directement aux commentaires presque unanimes de l'industrie tout en restant dans la fourchette annoncée en juin 2010 (de 360 à 420 tonnes de CO₂/GWh). Il est également conforme aux permis émis récemment aux États-Unis.

Commentaire n° 2 : Définition de groupe en fin de vie utile

Le projet de règlement incluait une durée de vie utile de 45 ans ainsi qu'un arrangement pour les groupes qui font déjà partie d'une entente d'achat d'électricité ou dont l'exploitation a commencé avant d'être remplacée, par la suite, par de la combustion du charbon.

Certains intervenants de l'industrie et des gouvernements provinciaux ont soulevé des préoccupations quant à la définition proposée pour la fin de vie utile, quant à son incidence sur la gestion des effets sur les prix et quant au risque d'investissements et de valeurs non recouvrables. Plus précisément, les intervenants étaient d'avis que la durée de vie utile devrait être plus longue que les 45 ans énoncés dans le projet de règlement. Bon nombre d'entre eux ont indiqué qu'elle devrait passer à 50 ans, et certains ont suggéré qu'elle soit encore plus longue ou ont parlé d'une approche progressive vers 50 ans et d'une détermination au cas par cas. La nécessité de prendre en compte des dépenses en capital importantes ou des remises à neuf dans le cadre de la définition de la durée de vie utile a également été mentionnée par certains intervenants des gouvernements provinciaux et de l'industrie, tout comme une plus grande souplesse pour les groupes qui seront mis hors service d'ici 2020.

Alternatively, the general public and ENGOs requested that the definition of useful life be shortened, so that units would be phased out by 2025 or 2030, at the latest, in order to expedite the process of addressing climate change.

With respect to power purchase arrangements (PPAs), a couple of stakeholders expressed concern that, upon entering the PPA, they were expecting to be able to operate the unit in a competitive market for some years after the expiry of the PPA and generate additional profits. The proposed Regulations would limit or take away that ability. An industry stakeholder also raised concerns about the PPA approach published in CGI with respect to the circumstances of their specific unit.

Specific stakeholders also expressed concern about having a unit that started operation as an oil-fired unit, but then was recommissioned to burn coal. They contend that the 45 years of useful life calculation should commence when the unit began burning coal instead of the date when the unit initially began operation.

Response #2: To further accommodate concerns regarding stranded value and to further moderate price impacts on consumers, the Government of Canada will establish a 50-year end of useful life definition that will be phased in over three stages. The three stages and accompanying end-of-life in each will be:

- 50 years or the end of 2019 for units built before 1975;
- 50 years or the end of 2029 for units built after 1974 but before 1986; and
- 50 years thereafter.

This change provides more time to some of the earliest units to be affected to moderate price impacts and reduce stranded value, while at the same time respecting Canada's 2020 emission reduction target.

The Government appreciates the concern to rebase the start date of the unit to when a unit began to use coal as a fuel, but also recognizes that the unit began generating revenue and recovering its capital costs at the time it began operation, not just at the time it began burning coal. As a result, the Regulations will maintain the 18-month life extension for units that converted from oil to coal prior to June 23, 2010.

Comment #3: Carbon capture and storage (CCS) issues

The proposed Regulations included a temporary exemption from the performance standard until 2025 for new and old units that incorporate technology for CCS.

Some provinces and industry stakeholders expressed concerns that the requirements for the CCS temporary exemption were too aggressive, particularly for old units, given the current state of the technology. They advocated that more flexibility was needed in Par ailleurs, le grand public et les organisations non gouvernementales de l'environnement ont demandé à ce que la définition de la durée de vie utile soit raccourcie, de sorte que les groupes soient progressivement mis hors service d'ici 2025 ou 2030, au plus tard, afin d'accélérer le processus de lutte contre les changements climatiques.

En ce qui concerne les ententes d'achat d'électricité, quelques intervenants se sont inquiétés du fait qu'à la signature d'une telle entente, ils s'attendaient à pouvoir exploiter le groupe dans un marché compétitif pendant un certain nombre d'années après l'expiration de l'entente et à générer des profits supplémentaires. Le projet de règlement pourrait limiter ou annuler cette capacité. Un intervenant de l'industrie a également exprimé des préoccupations quant à l'approche relative aux ententes d'achat d'électricité publiée dans la Partie I de la *Gazette du Canada* concernant la situation de son propre groupe.

Certains intervenants ont aussi exprimé leurs préoccupations quant au fait d'avoir un groupe qui a commencé ses activités en tant que groupe au pétrole, mais qui a ensuite été mis hors service et converti en groupe au charbon. Ils affirmaient que la durée de vie utile calculée à 45 ans devrait commencer lorsque le groupe a démarré ses activités avec la combustion de charbon et non à la date d'exploitation initiale.

Réponse n° 2 : Afin de mieux tenir compte des préoccupations au sujet de la valeur non recouvrable et de modérer davantage les répercussions sur les prix pour les consommateurs, le gouvernement du Canada définira une durée de vie utile à 50 ans qui sera progressivement mise en œuvre en trois phases. Voici les trois étapes ainsi que les fins de vie utile qui y correspondent :

- 50 ans ou fin 2019 pour les groupes construits avant 1975;
- 50 ans ou fin 2029 pour les groupes construits après 1974, mais avant 1986;
- 50 ans par la suite.

Cette modification donne plus de temps à certains des groupes touchés le plus rapidement en vue de modérer les répercussions sur les prix et réduire la valeur non recouvrable, et ce, tout en respectant les cibles de réduction des émissions pour 2020 au Canada.

Le gouvernement du Canada comprend l'inquiétude quant au rétablissement de la date de début d'exploitation d'un groupe au moment où ledit groupe a commencé à utiliser le charbon en tant que combustible, mais il reconnaît également que le groupe a commencé à générer des revenus et à recouvrir ses coûts d'investissement au moment où il a démarré ses activités, et non uniquement au moment où il a commencé à recourir à la combustion de charbon. Par conséquent, le Règlement conservera la prolongation de 18 mois pour les groupes qui sont passés du pétrole au charbon avant le 23 juin 2010.

Commentaire n° 3 : Problèmes liés au captage et à la séquestration du carbone

Le projet de règlement incluait une exemption temporaire de la norme de rendement jusqu'en 2025 pour les groupes nouveaux et en fin de vie utile qui intègrent une technologie de captage et de séquestration du carbone.

Certains intervenants des provinces et de l'industrie ont exprimé des préoccupations quant au caractère trop draconien des exigences relatives à l'exemption temporaire, en particulier pour les groupes en fin de vie, au vu de l'état actuel de la technologie. Ils order to reduce the risk of non-compliance and encourage investment in the technology. Suggestions from stakeholders included allowing for project-specific schedules reflecting the learning required for technology development and differences in project deployment schedules, providing two additional years for old units to meet the construction milestones, and subjecting old units to the same requirements as new units.

Comments from NGOs on the CCS temporary exemption varied from eliminating the exemption, to requiring old units that plan to undertake CCS to capture at a higher rate than the 30% identified in the proposed Regulations. They expressed concerns that the CCS temporary exemption could be abused if units close after the end of the exemption period, and that the 30% capture rate for old units receiving the deferral is too permissive.

Some provinces and industry stakeholders raised concerns over the timing and stringency of the application requirements, including, for example, the challenges for a board of directors to unconditionally approve of the construction of the CCS system in advance of the completion of a front-end engineering and design study (FEED study) as well as other related regulatory approvals.

Other industry stakeholders requested additional flexibilities to the requirements, such as a larger margin of error for capital cost estimates in the FEED study or the use of offsets as a way to comply with the 30% capture requirement.

For existing units, some industry and provincial stakeholders claim that their CCS projects will not be economical under the proposed regulatory approach because they were relying on an offset trading market to render their projects economically viable. Furthermore, some units will begin operating before July 1, 2015, and consequently will be able to operate for a significant number of years before the performance standard applies to them at the end of their useful life, leaving no incentive to proceed with CCS.

Some provinces and industry stakeholders have advocated that the 18-month exemption as an incentive for installing CCS technology on existing units is insufficient to provide economic returns for financing CCS projects. They requested broader recognition for emission reductions achieved through the use of CCS as well as increased flexibility as to how this recognition should be implemented in order to allow emission levels to be met in a way that is flexible for energy system management and more fiscally prudent for utilities.

ont estimé que davantage de souplesse était nécessaire en vue de réduire le risque de non-conformité et d'inciter les investissements dans cette technologie. Les intervenants suggéraient notamment de permettre la mise en place de calendriers propres aux projets tenant compte de la durée d'apprentissage nécessaire au développement de la technologie et aux différences entre les calendriers de mise en œuvre des projets, d'offrir deux années supplémentaires aux groupes en fin de vie en vue de respecter les jalons de construction et de soumettre les groupes en fin de vie aux mêmes exigences que les groupes nouveaux.

Les commentaires formulés par les organisations non gouvernementales sur l'exemption temporaire de captage et de stockage de carbone allaient de la suppression de cette exemption, à l'exigence que les groupes en fin de vie planifient la mise en place d'un captage et d'une séquestration de carbone à un taux 30 % plus élevé que celui indiqué dans le projet de règlement. Ils ont exprimé des préoccupations quant au fait que l'exemption temporaire pourrait être utilisée de façon abusive si les groupes ferment après la fin de la période d'exemption tout en indiquant que le taux de captage de 30 % pour les groupes en fin de vie obtenant un report est trop permissif.

Certains intervenants des provinces et de l'industrie ont soulevé des préoccupations concernant le moment et la rigueur des exigences relatives à l'application (par exemple le défi que représente, pour un conseil d'administration, l'approbation inconditionnelle de la construction d'un système de captage et de séquestration du carbone avant même l'achèvement d'une étude d'ingénierie d'avant-projet détaillé et d'autres approbations réglementaires connexes).

D'autres intervenants de l'industrie ont demandé plus de souplesse concernant les exigences, comme une plus grande marge d'erreur pour les estimations du coût en capital dans l'étude d'ingénierie d'avant-projet détaillé ou l'utilisation de crédits compensatoires comme un moyen de se conformer à l'exigence de captage de 30 %.

Pour les groupes existants, certains intervenants de l'industrie et des provinces affirment que leurs projets de captage et de séquestration du carbone ne seront pas économiques dans le cadre de l'approche réglementaire proposée, car ils dépendent d'un marché d'échange de crédits compensatoires pour être viables. En outre, certains groupes commenceront leur exploitation avant le 1^{er} juillet 2015 et, par conséquent, seront en mesure de fonctionner pendant un nombre important d'années avant que la norme de rendement s'applique à eux à la fin de leur vie utile, ce qui ne laisse aucune mesure incitative pour aller de l'avant avec le captage et la séquestration du carbone.

Certains intervenants des provinces et de l'industrie ont défendu l'idée selon laquelle l'exemption de 18 mois à titre de mesure incitative pour l'installation d'une technologie de captage et de séquestration du carbone sur les groupes existants était insuffisante pour apporter des retombées économiques pour le financement des projets de captage et de séquestration du carbone. Ils ont demandé une plus grande reconnaissance pour les réductions d'émissions obtenues grâce à l'utilisation du captage et de la séquestration du carbone ainsi qu'une plus grande souplesse quant à la manière dont cette reconnaissance doit être mise en œuvre afin de permettre aux niveaux d'émissions d'être atteints d'une façon qui soit souple pour le système de gestion de l'énergie et plus prudente sur le plan fiscal pour les services publics.

Stakeholder suggestions for broadening recognition included expanding the 18-month exemption to account for ongoing capture at higher rates at existing units and recognizing reductions through CCS that go beyond what is required. A variety of suggestions as to how this recognition should be implemented were provided, including credit or banking instruments that could be used across a company's fleet or traded among utilities.

One NGO suggested eliminating the 18-month exemption.

Some provinces and industry stakeholders expressed concerns that the CCS flexibilities left units located in areas where the geology is less favourable to implementing CCS at an unfair disadvantage when it comes to compliance options and that the other flexibility provisions (i.e. substitution and standby), which had earlier expiry dates, were being held to an unfair deadline compared to the CCS provisions. Consequently, they argued that the proposed Regulations would favour the ongoing use of coal to generate electricity in some regions in Canada more than others. Suggestions were also noted that biomass should receive comparable treatment as offered by CCS deferrals.

There were also comments from provinces and industry requesting clarity on potential emissions from leakage piping, pumps and storage, and on how assurances related to the transportation and storage of CO₂ and their compliance with applicable laws would be provided.

Response #3: The CCS provisions in the final Regulations have been refined to increase the incentives for CCS while at the same time ensuring emission reductions occur. This allows for more time for the deployment of CCS at old units and addresses the majority of concerns raised by provinces and industry.

Specifically, the milestone requirements for old units have been changed to match those for new units. This is because the phased-in useful life results in the majority of old units not requiring the CCS deferral until 2020, at which point the construction milestones for old units would coincide with those for new units. As a result, this change also removes the 30% capture requirement for old units as these units will need to capture at a rate to meet the performance standard within a maximum five years of the start of the deferral. The stringent and regulated construction milestones continue to ensure that units that receive a CCS temporary exemption are taking real steps to implement CCS and meet the performance standard.

Les suggestions des intervenants pour élargir la reconnaissance comprenaient l'allongement de l'exemption de 18 mois en vue de tenir compte du captage continu à un taux plus élevé dans les groupes existants et la reconnaissance des réductions supérieures aux exigences obtenues par le captage et la séquestration du carbone. Plusieurs suggestions ont été apportées concernant la manière dont cette reconnaissance devrait être mise en œuvre, y compris des instruments de crédit ou de mise en banque qui pourraient être utilisés dans l'ensemble du parc d'une entreprise ou échangés entre les services publics.

Une organisation non gouvernementale a proposé la suppression de l'exemption de 18 mois.

Certains intervenants des provinces et de l'industrie ont exprimé des préoccupations quant au fait que, s'agissant des options de conformité, les souplesses en matière de captage et de séquestration du carbone désavantageaient injustement les groupes situés dans des zones où la géologie est moins favorable à la mise en œuvre du captage et de la séquestration du carbone; ils ont également indiqué que d'autres dispositions de flexibilité (à savoir la substitution et les groupes de réserve), qui avaient des dates d'expiration plus précoces, présentaient une date limite injuste par rapport aux dispositions sur le captage et la séquestration du carbone. Par conséquent, ils ont souligné que le projet de règlement favoriserait davantage la poursuite de l'utilisation du charbon pour la production d'électricité dans certaines régions au Canada que dans d'autres. Certaines suggestions portaient également sur le fait que la biomasse devrait recevoir un traitement comparable à celui permis par le report du captage et de la séquestration du carbone.

Des commentaires de la part des provinces et de l'industrie demandaient des précisions sur les émissions potentielles liées aux fuites provenant des conduites, des pompes et du stockage, sur la manière dont des assurances seraient fournies pour le transport et la séquestration du CO₂ ainsi que sur leur conformité avec les lois applicables.

Réponse n° 3 : Les dispositions relatives au captage et à la séquestration du carbone dans la version finale du Règlement ont été peaufinées en vue d'augmenter les mesures incitatives à ce sujet tout en s'assurant que des réductions des émissions se produiront. Cela offre plus de temps à la mise en œuvre du captage et de la séquestration du carbone dans les groupes en fin de vie et traite la plupart des préoccupations soulevées par les provinces et l'industrie.

Plus précisément, les jalons exigés pour les groupes en fin de vie ont été modifiés pour correspondre à ceux des groupes nouveaux. Cela s'explique par le fait que la durée de vie utile mise en place progressivement fait que la plupart des groupes en fin de vie ne nécessiteront pas de report du captage et de la séquestration du carbone avant 2020, année à laquelle les jalons de construction pour les groupes en fin de vie correspondront à ceux des groupes nouveaux. Par conséquent, ce changement supprime également l'exigence de captage de 30 % pour les groupes en fin de vie, car ces groupes devront procéder au captage à un taux permettant de respecter la norme de rendement dans les cinq ans suivant l'entrée en vigueur du report. Les jalons de construction rigoureux et réglementés continuent de veiller à ce que les groupes qui reçoivent une exemption temporaire de captage et de séquestration du carbone prennent des mesures concrètes pour mettre en œuvre le captage et la séquestration du carbone et qu'ils respectent la norme de rendement.

For existing units, the Government proposes to provide greater recognition of and incentive for efforts to capture early by increasing the 18-month exemption available for transfer to an old unit to two years.

Flexibility in other provisions has been increased (see other sections), which should ease concerns regarding equity among provisions.

Comment #4: Substitution of units

Industry comments on the substitution provision were generally supportive and included an interest to broaden its application. In particular, it was suggested that the 2020 deadline for this provision be removed so that it remains available, intercompany substitutions be allowed so long as the same level of real reductions are achieved, and that a temporary substitution of an old unit or a standby unit be allowed for when existing units temporarily shut down for a period of time. One stakeholder also suggested that units at a common site (i.e. in the same facility) be permitted to transfer their useful life between them so that they would have a common retirement date. There was also a suggestion from industry to broaden the substitution provision to provide recognition for the early shutdown of units ahead of their end of useful life.

Other stakeholders stated that the substitution provision should be removed entirely because old units should not be allowed to operate past their end of life, and that the provision presented a loophole.

Response #4: This provision has the intention of providing additional flexibility for stakeholders while ensuring emission reductions are maintained. The Government of Canada has expanded the substitution provision in the final Regulations to provide recognition for early permanent shutdown of units before their end of useful life by allowing them to transfer their remaining years to another unit or units. The Government of Canada will also remove the 2020 deadline for the substitution provision.

Comment #5: Coverage of industrial sectors, petroleum coke (petcoke), synthetic gas (syngas) and biomass fuels

Industry stakeholders commented that the proposed Regulations, as drafted, could inadvertently cover industrial sectors that also generate electricity or include industrial activities that are considered beyond the scope of the electricity sector. In particular, concern was expressed that the inclusion of petcoke in the definition of coal could make some industrial sectors subject to these Regulations. Another expressed that these Regulations should not create a disincentive for industry to use fuels, such as through cogeneration processes — fuels that would otherwise be considered waste and flared. It was also commented that these Regulations should not cover "upstream" fuel manufacturing, processing or transportation, as would be the case for including emissions from gasification of coal for synfuel production.

One stakeholder supported the intention of these regulations to cover coal, coal derivatives (e.g. syngas) and petroleum coke, whereas another suggested that the Regulations should cover

Pour les groupes existants, le gouvernement propose de fournir une plus grande reconnaissance et davantage de mesures incitatives pour les efforts de captage précoces en augmentant la disposition d'exemption de 18 mois pouvant être transférée à un groupe en fin de vie utile à deux ans.

La souplesse d'autres dispositions a été accrue (voir les autres sections), ce qui devrait atténuer les préoccupations relatives à l'équité entre les dispositions.

Commentaire nº 4 : Substitution de groupes

En général, les commentaires de l'industrie sur la disposition de substitution étaient favorables et manifestaient un intérêt pour l'élargissement de son application. Il a notamment été suggéré de supprimer la date d'échéance de cette disposition, fixée à 2020, afin qu'elle reste disponible, de permettre la substitution entre les entreprises du moment que les mêmes niveaux de véritables réductions sont atteints et d'autoriser la substitution temporaire d'un groupe en fin de vie utile ou d'un groupe de réserve pour les périodes où les groupes existants sont temporairement fermés pendant un certain temps. Un intervenant a également suggéré que les groupes se trouvant sur un même site (c'est-à-dire dans la même installation) soient autorisés à transférer leur durée de vie utile entre eux afin qu'ils disposent de dates de retrait communes. L'industrie a également suggéré d'élargir la disposition de substitution en vue de reconnaître la fermeture précoce des groupes avant leur fin de vie utile.

D'autres intervenants ont indiqué que la disposition de substitution devrait être supprimée dans sa totalité, car les groupes en fin de vie utile ne devraient pas avoir la possibilité de fonctionner après leur fin de vie utile et parce que la disposition présente une faille.

Réponse n° 4 : Cette disposition vise à apporter plus de souplesse aux intervenants tout en veillant à ce que les réductions des émissions soient maintenues. Le gouvernement du Canada a élargi la disposition de substitution dans la version finale du Règlement afin de reconnaître les fermetures permanentes précoces de groupes avant la fin de leur vie utile : ils peuvent désormais transférer leurs années restantes à un ou à plusieurs autres groupes. Le gouvernement du Canada supprimera également l'échéance de 2020 pour la disposition de substitution.

Commentaire n° 5 : Couverture des secteurs industriels, du coke de pétrole, des gaz de synthèse et des biocombustibles

Les intervenants de l'industrie ont mentionné que le projet de règlement, tel qu'il était rédigé, pourrait par inadvertance couvrir également des secteurs industriels qui produisent de l'électricité ou comprendre des activités industrielles considérées comme hors de la portée du secteur de l'électricité. On craint plus particulièrement que l'inclusion du coke de pétrole dans la définition du charbon soumette certains secteurs industriels à ce règlement. Un autre intervenant a indiqué qu'il ne fallait pas que ce règlement ait des effets dissuasifs pour l'industrie quant à son utilisation des combustibles, comme ceux utilisés dans les processus de cogénération (des carburants qui, autrement, seraient considérés comme des déchets et seraient torchés). Il a également été noté que ce règlement ne devrait pas couvrir la production, le traitement ou le transport de combustibles « en amont », comme cela serait le cas en cas d'inclusion des émissions provenant de la gazéification du charbon pour la production de combustibles de synthèse.

Un intervenant a soutenu l'objectif de ce règlement de couvrir le charbon, les dérivés du charbon (par exemple le gaz de synthèse) et le coke de pétrole, tandis qu'un autre a suggéré que le petroleum coke only if petroleum coke is blended with coal or as a stand-alone fuel. It was also argued that petcoke is a low cost fuel and so including it in the definition of coal as part of these final Regulations would result in the abandonment of its use and subsequent higher energy costs and burden to ratepayers.

Response #5: The Government of Canada agrees that the intention of these Regulations is to address emissions of CO_2 specifically from the electricity sector and has taken steps to ensure that the Regulations will not apply to industrial sectors that do not generate electricity for retail sale.

With regard to petroleum coke, the combustion of this fuel source emits more GHG emissions and more sulphur dioxide emissions than coal. Allowing the unregulated use of such a fuel would work at counter-purposes to the Regulations. For this reason, the definition of coal continues to include petroleum coke.

Emissions from the production of synthetic gas (syngas) from coal gasification will continue to be covered so long as the gasification system and the coal-fired electricity unit have a responsible person in common. The Government of Canada feels that the preprocessing of coal for the purpose of electricity generation for sale is consistent with the general intent of these Regulations.

Synfuel is included in the definition of coal, and so units that combust synfuels for electricity generation for sale will be subject to these Regulations.

Gasification systems that produce synfuels that are not used for the generation of electricity for sale will not be covered by these Regulations.

Comment #6: Standby units and emergency circumstances

The few comments on these provisions were in agreement that the requirement to operate such units at a 7% capacity factor or lower was too restrictive and that the percentage should be raised. They commented that standby units require a higher capacity factor to maintain a stable generation level and to avoid costs to equipment and maintenance that arise from unit cold starts. Suggestions on what the percentage should be included 9%, 15% to 40–50%.

It was also commented that standby units are used infrequently and provide benefit to the system and so there should be no end date on this provision and that these units should be able to participate in the substitution provision and adopt CCS provisions at the end of the standby period.

There was general agreement that further clarification of the emergency circumstances provision was needed. In particular, it was requested that the provision explicitly include consideration of drought and provincial commitments to address electricity system emergencies in other jurisdictions as eligible circumstances. It was also suggested that more precision was needed to limit abuse of this provision, especially if effects of climate change results in greater emergency situations.

Règlement ne couvre le coke de pétrole que si ce dernier est mélangé à du charbon ou s'il est utilisé à titre de combustible autonome. Il a également été souligné que le coke de pétrole était un carburant à faible coût et que, par conséquent, l'inclure dans la définition du charbon dans le cadre de la version finale du Règlement entraînerait l'abandon de son utilisation et, par voie de conséquence, un fardeau et des coûts énergétiques plus élevés pour les contribuables.

Réponse nº 5: Le gouvernement du Canada reconnaît que l'objectif de ce règlement est d'aborder les émissions de CO₂ provenant précisément du secteur de l'électricité et a pris des mesures pour s'assurer que le Règlement ne s'appliquera pas aux secteurs industriels qui ne produisent pas de l'électricité destinée à la vente au détail.

En ce qui a trait au coke de pétrole, la combustion de cette source de combustible génère plus d'émissions de gaz à effet de serre et dioxyde de soufre que la combustion du charbon. La permission d'une utilisation non réglementée d'un tel combustible viendrait contrecarrer l'objet du Règlement. C'est pourquoi la définition du charbon continue d'inclure le coke de pétrole.

Les émissions provenant de la production de gaz de synthèse à partir de la gazéification du charbon resteront couvertes aussi longtemps qu'une personne responsable du système de gazéification sera aussi responsable du groupe de production d'électricité au charbon. Le gouvernement du Canada estime que le prétraitement du charbon pour la production d'électricité destinée à la vente est compatible avec l'intention générale de ce règlement.

Les combustibles de synthèse sont inclus dans la définition du charbon, aussi les groupes brûlant des combustibles de synthèse pour produire de l'électricité destinée à la vente seront-ils assujettis à ce règlement.

Les systèmes de gazéification qui produisent des combustibles de synthèse ne servant pas à la production d'électricité destinée à la vente ne seront pas couverts par ce règlement.

Commentaire nº 6: Groupes de soutien et situations d'urgence

Les quelques commentaires concernant ces dispositions étaient d'accord pour indiquer que l'exigence d'exploiter ces groupes à un facteur de capacité inférieur ou égal à 7 % était trop restrictive et que ce pourcentage devait être relevé. Ils ont signalé que les groupes de soutien ont besoin d'un facteur de capacité plus élevé pour maintenir un niveau de production stable et éviter les coûts d'équipement et d'entretien causés par le démarrage à froid de ces groupes. Voici des suggestions concernant le niveau auquel devrait être fixé le pourcentage : 9 %, 15 % à 40-50 %.

Il a également été remarqué que les groupes de soutien sont rarement utilisés, qu'ils représentent un avantage pour le réseau et que, par conséquent : aucune date de fin ne devrait être fixée pour cette disposition; ces groupes devraient être en mesure de participer à la disposition de substitution; ces groupes devraient pouvoir adopter des dispositions de captage et de séquestration du carbone à la fin de la période de soutien.

Dans l'ensemble, les intervenants ont convenu que d'autres précisions étaient nécessaires à propos de la disposition relative aux situations d'urgence. Il a plus particulièrement été demandé que la provision intègre explicitement la prise en compte de la sécheresse et des engagements provinciaux en vue de résoudre les situations d'urgence sur les réseaux de production d'électricité d'autres compétences en tant que situations admissibles. Il a également été indiqué que de plus amples précisions étaient

Further clarity on who should declare an emergency was identified where the majority of comments, including from industry, provincial entities and NGOs, stated that the final determination of an emergency should be made by each respective provincial government or provincial entity, as opposed to being left to the federal government or being applied for by the regulatees.

Response #6: The standby unit provisions of the proposed Regulations were included as a temporary transition measure and were not seen as a way to maintain coal-fired electricity capacity. The Government of Canada appreciates that standby units can improve the reliability of the electricity grid, particularly while the industry makes the necessary investments. As a result, the Government of Canada has increased the availability of this provision to 2030 relative to 2020, as previously published in CGI; however, after that year, these units will be subject to the performance standard.

Upon consideration of comments received on the allowable capacity factor for standby units, the Government of Canada has increased the capacity factor from 7% to 9% in the final Regulations. It was understood that the 7% limit would allow units to maintain equipment in a state to be able to ramp up the unit while at the same time not being an active contributor to the electricity system. The 9% value is reasonably consistent with this intention and ensures that these units are reserved purely for emergency circumstances. Higher capacity factor limits would change the nature of this provision and allow significant operation of the standby units outside of emergency circumstances.

The Government of Canada reviewed the emergency provision as proposed in CGI and concludes that it already provides sufficient flexibility for appropriate emergency circumstances to be considered eligible, as well as maintains stringency through its requirements, approval process and duration limitations. Emergencies must either arise due to an extraordinary, unforeseen and irresistible event, or be declared by the province as an emergency. The emergency circumstance must result in a disruption or significant risk of disruption of the electricity supply within that province, and the operation of the unit is necessary to mitigate this disruption.

Further clarity of this provision will be provided through guidance documents.

Comment #7

As mentioned earlier, thousands of comments were received from various stakeholder groups. The vast majority of these comments were strongly supportive of the Government of Canada's intention to take action on climate change, if not to request more stringent action. There were also a number of stakeholders that challenged the validity of climate change and its supporting evidence, and in so doing opposed the need for these final Regulations.

nécessaires pour limiter les abus de cette disposition, notamment si les effets des changements climatiques entraînent un plus grand nombre de situations d'urgence.

Une plus grande clarté concernant l'entité devant déclarer une situation d'urgence a été demandée. La majorité des commentaires, y compris ceux provenant de l'industrie, des entités provinciales et des organisations non gouvernementales, ont indiqué que la décision finale concernant la détermination de la présence d'une situation d'urgence devrait revenir aux organismes ou gouvernements provinciaux respectifs, plutôt que d'être laissée au gouvernement fédéral ou demandée par les entités réglementées.

Réponse n° 6 : Les dispositions relatives aux groupes de soutien du projet de règlement ont été incluses à titre de mesures temporaires et n'étaient pas perçues comme une manière de maintenir la capacité de production d'électricité alimentée au charbon. Le gouvernement du Canada reconnaît que les groupes de soutien peuvent améliorer la fiabilité du réseau de distribution d'électricité, notamment lorsque l'industrie effectue les investissements nécessaires. Par conséquent, le gouvernement du Canada a allongé la disponibilité de cette disposition à 2030 (au lieu de 2020, comme cela avait été précédemment publié dans la Partie I de la *Gazette du Canada*); toutefois, après cette date, ces groupes seront soumis à la norme de rendement.

Après examen des commentaires reçus sur le facteur de capacité autorisé pour les groupes de soutien, le gouvernement du Canada a augmenté ledit facteur de 7 % à 9 % dans la version finale du Règlement. Il avait été convenu que la limite de 7 % permettrait à ces groupes de conserver l'équipement dans une condition lui permettant d'accélérer tout en ne représentant pas un participant actif au réseau électrique. La valeur de 9 % est raisonnablement cohérente avec cette intention et permet de veiller à ce que ces groupes soient uniquement réservés aux situations d'urgence. Des limites supérieures du facteur de capacité changeraient la nature de cette disposition et permettraient une utilisation importante des groupes de soutien en dehors des situations d'urgence.

Le gouvernement du Canada a examiné la disposition relative aux situations d'urgence proposée dans la Partie I de la Gazette du Canada et a conclu qu'elle prévoyait déjà une souplesse suffisante pour que des situations d'urgence soient jugées admissibles tout en maintenant une certaine rigueur à propos des exigences, des processus d'approbation et des limites de durée. Les situations d'urgence ne peuvent survenir qu'en raison d'un événement extraordinaire, imprévu et inévitable ou être déclarées comme telles par la province. La situation d'urgence doit causer une interruption ou un risque important d'interruption de l'approvisionnement en électricité au sein de la province concernée dont l'atténuation rend nécessaire l'utilisation du groupe.

De plus amples précisions concernant cette disposition seront fournies dans les documents d'orientation.

Commentaire nº 7

Comme il est indiqué précédemment, des milliers de commentaires ont été reçus de la part de divers groupes d'intervenants. La vaste majorité de ces commentaires soutenait fortement l'intention du gouvernement du Canada de prendre des mesures sur les changements climatiques et demandait même parfois l'adoption de mesures plus strictes. Un certain nombre d'intervenants défiaient quant à eux la validité des changements climatiques et des preuves connexes et, ce faisant, s'opposaient à la nécessité de cette version finale du Règlement.

Response #7: The Intergovernmental Panel on Climate Change's fourth assessment report, Climate Change 2007, concludes that the climate system is clearly warming, and it is very likely that emissions of greenhouse gases (GHGs) from human activities worldwide, primarily from the combustion of fossil fuels, are responsible for most of the observed warming since the mid-20th century.

The Government of Canada inscribed in the Copenhagen Accord an ambitious target of reducing our national GHG emissions by 17% from 2005 levels by 2020 and continues to be committed to take action and achieve this target through a sector-by-sector approach. These Regulations to reduce GHG emissions from the coal-fired electricity sector are a critical component of this approach.

Comment #8: Choice of instrument

Some commenters felt the electricity performance standard was an inappropriate instrument to address greenhouse gas emissions, distributing costs unevenly across the nation and placing the burden on consumers rather than industry.

Response #8: The Government of Canada is moving forward on a climate change plan that involves regulating domestic greenhouse gas emissions on a sector-by-sector basis.

The U.S. EPA is currently developing regulations for specific sources of emissions. Given the integration of our two economies, a similar sector-by-sector regulatory plan will allow Canada to make concrete progress towards meeting our emission reduction objectives.

The sector-by-sector approach considers the circumstances of each sector, and tailors the approach to attain significant greenhouse gas emission reductions while minimizing competitiveness impacts. It will result in real emission reductions, while spurring innovation and maintaining competitiveness.

As detailed above in the regulatory and non-regulatory options considered section of this statement, this regulatory approach is determined to be the most effective instrument to address GHG emissions in the Canadian electricity generation sector.

Comment #9

A number of industry stakeholders requested other flexibilities to allow the electricity industry to develop, refine, and prove the effectiveness of emissions reduction technology such as CCS, as well as provide time to better understand potential impacts of the Regulations. Suggestions included extending the coming into force date, and having the Regulations come into effect in a more gradual fashion through a gradual tightening of the performance standard. A number of comments, including those from industry and provinces, advocated for a "fleet" approach, whereby companies would have greater flexibility in managing their own assets, while maintaining the same GHG reduction policy intent at lower costs. The details or suggestions of how to implement a "fleet" approach varied widely. For example, there were requests for such a regulatory approach to include all large emitters in the

Réponse n° 7 : Le quatrième rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, intitulé Changements climatiques 2007, conclut clairement que le système climatique se réchauffe et qu'il est très probable que les émissions de gaz à effet de serre provenant des activités humaines à l'échelle mondiale, principalement de la combustion de combustibles fossiles, sont en majeure partie responsables du réchauffement observé depuis le milieu du XX^e siècle.

Le gouvernement du Canada a inscrit dans l'Accord de Copenhague un objectif ambitieux de réduction de nos émissions de gaz à effet de serre à l'échelle nationale de 17 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2020, et continue à s'engager à prendre des mesures et à atteindre cet objectif grâce à une approche secteur par secteur. Ce règlement visant la réduction des émissions de gaz à effet de serre provenant du secteur de l'électricité au charbon représente un élément essentiel de cette approche.

Commentaire nº 8 : Choix de l'instrument

Certains commentateurs avaient le sentiment que la norme de rendement en matière d'électricité était un instrument inapproprié pour lutter contre les émissions de gaz à effet de serre, en répartissant les coûts inégalement dans tout le pays et en faisant peser le fardeau sur les consommateurs plutôt que sur l'industrie.

Réponse n° 8 : Le gouvernement du Canada va de l'avant avec un plan sur les changements climatiques qui comprend la réglementation des émissions nationales de gaz à effet de serre sur une base secteur par secteur.

L'Environmental Protection Agency des États-Unis élabore actuellement un règlement pour certaines sources d'émissions. Compte tenu de l'intégration de nos deux économies, un plan de réglementation similaire (secteur par secteur) permettra au Canada de réaliser des progrès concrets en vue de l'atteinte de ses objectifs de réduction des émissions.

L'approche secteur par secteur tient compte de la situation de chaque secteur et s'adapte pour atteindre des réductions importantes des émissions de gaz à effet de serre tout en minimisant les répercussions sur la compétitivité. Cette approche donnera lieu à de véritables réductions des émissions tout en stimulant l'innovation et en préservant la compétitivité.

Comme il est indiqué précédemment dans la section relative aux options réglementaires et non réglementaires envisagées du présent résumé, cette approche réglementaire est considérée comme l'instrument le plus efficace pour lutter contre les émissions de gaz à effet de serre dans le secteur de la production d'électricité au Canada.

Commentaire nº 9

Un certain nombre d'intervenants de l'industrie ont demandé d'autres mesures de souplesse afin de permettre à l'industrie de l'électricité de développer, d'améliorer et de prouver l'efficacité des technologies de réduction des émissions, comme le captage et la séquestration du carbone, tout en donnant du temps pour mieux comprendre les répercussions possibles du Règlement. Ces suggestions comprenaient un report de la date d'entrée en vigueur ainsi qu'une entrée en vigueur plus graduelle du Règlement par l'entremise d'un resserrement graduel de la norme de rendement. Un certain nombre de commentaires, y compris ceux émis par l'industrie et les provinces, plaidaient l'adoption d'une approche par « parc » selon laquelle les entreprises disposeraient d'une plus grande souplesse quant à la gestion de leurs propres installations tout en maintenant, à moindre coût, les objectifs de la politique de

economy, or apply only to new and end-of-life units, but not existing ones, or simply receiving recognition for early shut down of units.

Alternatively, one industry stakeholder stated that there is a need for regulatory certainty to guide future investments and advocated that the publication of these Regulations should not be delayed. In addition, the vast majority of the total comments received through the 60-day consultation period were from the general public and they, along with some ENGOs, noted the importance of applying the performance standard immediately or on more aggressive timelines in light of the need to reduce GHG emissions. In particular, comments identified the need to guard against any rush to build coal plants prior to the coming into force date of the performance standard.

Response #9: The Government of Canada will proceed with its intended coming into force date of July 1, 2015, for the performance standard requirements of these Regulations applied on a unit by unit basis. New units built after that date will need to meet the performance standard of 420 tonnes of CO₂/GWh.

The July 1, 2015, coming into force date, was announced in June 2010 and was maintained in the CGI publication. It was selected to provide predictable and sufficient lead time for industry to respond to the new regulatory requirements of these Regulations and take advantage of anticipated capital stock turnover cycles in order to not strand existing capital, while at the same time moving forward with the Government of Canada's commitment to reduce GHGs. Continuing with the July 1, 2015, date maintains a balance between comments that requested to either expedite or delay the coming into force date of these Regulations.

The federal government has made the decision to follow a sector-by-sector regulatory approach accomplished through, in the case of coal-fired electricity, an output-based performance standard.

With that said, elements in these Regulations, as well as refinements made based on comments received, go a long way towards incorporating provisions that allow corporations to better manage their coal-fired assets. Specifically,

- the substitution (swapping) provision allows for recognition of early compliance with the performance standard;
- the new provision providing recognition for early shut of a unit allows for transfer of years of operation between units of a similar size; and
- the recognition for installing CCS early (i.e. in advance of being subject to the performance standard) in the form of a deferral that can be transferred to another unit has been increased from 18 months to 2 years.

réduction des gaz à effet de serre. Les détails ou les suggestions sur la manière de mettre en œuvre une approche par « parc » étaient très divers. Par exemple, certains demandaient qu'une telle approche réglementaire inclue tous les grands émetteurs de l'économie, ou qu'elle ne s'applique qu'aux groupes nouveaux et en fin de vie, mais pas à ceux qui existent déjà, ou encore qu'elle permette une simple reconnaissance des groupes qui cessent leurs activités plus tôt que prévu.

Par ailleurs, un intervenant de l'industrie a affirmé qu'une certitude réglementaire était nécessaire pour guider les investissements à venir et a plaidé pour la publication sans délai de ce règlement. En outre, la grande majorité des commentaires reçus dans le cadre de la période de consultation de 60 jours provenait du grand public. Ce dernier, de concert avec certaines organisations non gouvernementales de l'environnement, soulignait l'importance d'appliquer immédiatement la norme de rendement ou selon des délais plus serrés au vu de la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Des commentaires soulignaient notamment le besoin d'éviter la construction précipitée de centrales au charbon avant la date d'entrée en vigueur de la norme de rendement.

Réponse n° 9 : Le gouvernement du Canada conservera la date d'entrée en vigueur prévue au 1^{er} juillet 2015 pour les exigences relatives à la norme de rendement de ce règlement et appliquées aux groupes individuellement. Les groupes nouveaux construits après cette date devront respecter la norme de rendement fixée à 420 tonnes de CO₂/GWh.

Cette date d'entrée en vigueur, fixée au 1^{er} juillet 2015, a été annoncée en juin 2010 et a été maintenue dans la publication dans la Partie I de la *Gazette du Canada*. Elle a été choisie pour donner à l'industrie un délai d'exécution prévisible et suffisant pour répondre aux nouvelles exigences réglementaires énoncées par ce règlement ainsi que pour tirer parti des cycles de rotation du capital prévus afin de ne pas bloquer les capitaux existants tout en allant de l'avant avec l'engagement du gouvernement du Canada de réduire les gaz à effet de serre. En conservant la date du 1^{er} juillet 2015, un équilibre entre les commentaires demandant d'accélérer ou de retarder la date d'entrée en vigueur de ce règlement est conservé.

Le gouvernement fédéral a décidé d'adopter une approche réglementaire secteur par secteur qui sera mise en œuvre, dans le cas de l'électricité alimentée au charbon, par l'entremise d'une norme de rendement fondée sur la production.

Cela étant dit, les éléments du Règlement ainsi que les améliorations apportées en fonction des commentaires reçus permettent d'intégrer des dispositions pour faire en sorte que les entreprises soient en mesure de mieux gérer leurs installations alimentées au charbon. Plus précisément :

- la disposition de substitution (échange) permet de reconnaître le respect précoce de la norme de rendement;
- la nouvelle disposition fournissant une reconnaissance pour un groupe qui cesse ses activités plus tôt que prévu permet le transfert des années d'exploitation entre des groupes de taille similaire;
- la reconnaissance pour l'installation précoce d'un système de captage et de séquestration du carbone (c'est-à-dire avant d'être assujetti à la norme de rendement) sous la forme d'un report pouvant être transféré vers un autre groupe a été augmentée, passant de 18 mois à 2 ans.

Comment #10

A number of industry stakeholders commented that the quantification sections of the proposed Regulations should be removed and referenced as a separate guidance document. Their argument is that future amendments would be more easily made in a guidance document than as amendments to regulations. For example, a couple of industry stakeholders noted that the requirements are overly prescriptive and amendments may be needed to respond to advancements in monitoring and measurement practices or technology.

Response #10: The quantification methods are integral to the implementation of the policies within these Regulations and should not be developed separately. It should be recognized that publication of the quantification methods in these Regulations does not prevent the ability to consider advancements in practices or technology. Revisions to the quantification methods, if deemed necessary, can still be made through subsequent amendments to these Regulations. While it is appreciated that revisions to the actual guidance document can be made more easily outside of the regulatory process, these Regulations would likely still need an amendment in order to recognize the revised document version. In addition, making changes to how these Regulations function through the implementation of a formal regulatory process ensures that stakeholders are informed and have an opportunity to participate in that conversation. Therefore, the Government of Canada determined that these sections should continue to be located as a direct part of the regulatory text.

Comment #11

The exclusion of CO₂ emissions from biomass from the performance standard was identified as an issue of concern during the comment period. Alternatively, it was stated that the use of municipal solid waste should be recognized because this material would no longer be present in landfills to produce methane gas.

Response #11: The greenhouse gases accounting methodology for the national report inventory is based on the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) 2006 guidelines. Within these guidelines, CO₂ emissions from biomass combustion are not accounted for because they are assumed to be reabsorbed by vegetation during the next growing season. The proposed and final Regulations are consistent with the IPCC treatment of biomass combustion and provide significant recognition for biomass use.

Municipal solid waste will be recognized as a biomass fuel so long as it meets the definition of biomass as inscribed in these Regulations.

Comment #12

Industry stakeholders requested that criminal penalties as defined under CEPA 1999 be removed for their respective company's directors and corporate officers in the case of noncompliance. Their rationale was that criminal penalties discourage significant investment decisions on emission reduction

Commentaire nº 10

Plusieurs intervenants de l'industrie ont indiqué que les sections relatives à la quantification du projet de règlement devraient être supprimées et faire l'objet d'un document d'orientation distinct. L'argument qu'ils avancent est que les modifications à venir seraient apportées plus simplement dans un document d'orientation que dans le Règlement. Par exemple, quelques intervenants de l'industrie ont noté que les exigences sont trop normatives et que des modifications pourraient s'avérer nécessaires pour réagir aux progrès réalisés dans les pratiques de surveillance et de mesure ou en matière de technologies.

Réponse nº 10 : Les méthodes de quantification font partie intégrante de la mise en œuvre des politiques dans le cadre de ce règlement et ne doivent pas être élaborées séparément. Il faut reconnaître que la publication des méthodes de quantification dans ce règlement n'empêche pas la possibilité de tenir compte des progrès réalisés en matière de pratiques ou de technologies. Des corrections apportées aux méthodes de quantification, si elles sont jugées nécessaires, peuvent encore être apportées par l'entremise de modifications subséquentes au Règlement. Bien que l'on reconnaisse que les corrections au document d'orientation peuvent être apportées plus facilement en dehors du processus réglementaire, ce règlement aurait probablement tout de même besoin d'une modification pour reconnaître la version corrigée du document. En outre, l'apport de modifications au fonctionnement du Règlement par la mise en œuvre d'un processus réglementaire officiel permet de veiller à ce que les intervenants soient informés et aient l'occasion de participer à cette conversation. À ce titre, le gouvernement du Canada a déterminé que ces sections doivent continuer à faire partie intégrante du texte réglementaire.

Commentaire nº 11

Il a été déterminé que l'exclusion des émissions de CO₂ provenant de la biomasse de la norme de rendement représentait un sujet de préoccupation au cours de la période de commentaires. Par ailleurs, il a été noté que l'utilisation de déchets solides municipaux devrait être reconnue, car cette substance ne serait plus présente dans des centres d'enfouissement pour produire du méthane.

Réponse n° 11 : La méthode de prise en compte des gaz à effet de serre pour le rapport d'inventaire national s'appuie sur les lignes directrices de 2006 du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC). Selon ces lignes directrices, les émissions de CO₂ provenant de la combustion de la biomasse ne sont pas prises en compte, car elles seraient réabsorbées par la végétation pendant la saison de croissance suivante. Le projet de règlement et la version finale du Règlement sont compatibles avec le traitement de la combustion de la biomasse par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat et apportent une reconnaissance importante pour l'utilisation de la biomasse.

Les déchets solides municipaux seront reconnus comme des biocombustibles tant qu'ils correspondront à la définition de la biomasse énoncée dans ce règlement.

Commentaire nº 12

Des intervenants de l'industrie ont demandé que les sanctions pénales, telles qu'elles sont définies en vertu de la LCPE (1999), soient supprimées pour leurs directeurs et dirigeants d'entreprise en cas de non-conformité. Leur motif était que les sanctions pénales découragent la prise de décisions importantes en matière activity, such as the decision to implement CCS where there is a small risk that it may not be operational in the required time period. Industry stakeholders are also concerned because electricity generators can be forced by provincial system operators to run in order to maintain system reliability, resulting in non-compliance.

Response #12: These Regulations are being implemented through CEPA 1999 and so are subject to the penalty provisions therein. For this reason the penalties in CEPA 1999 will apply as set forth in the Act.

In addition, the Government of Canada, through consultation with stakeholders and provinces, has considered specific comments and refined the regulatory provisions which should address some concerns and reduce the potential of non-compliance while maintaining the environmental objective of GHG emission reductions. These Regulations also contain provisions to recognize and accommodate emergency circumstances where units will need to operate outside of the performance standard for a limited time in order to address disruptions to system reliability.

Comment #13

Stakeholders and provinces also provided a number of comments related to improving the clarity of regulatory provisions and intent and function as well as administrative edits.

Response #13: These comments did not impact the general policy intent like those identified in the above discussion and were duly considered in the preparation of the Regulations.

Comment #14: Comments on related policy areas

Some comments were received and touched on areas that, while related to the proposed Regulations, were not specific to the proposal.

Stakeholders reiterated early comments that it would be desirable for the federal government to provide clarity as soon as possible regarding the regulatory requirements for new natural gasfired units.

Industry stakeholders were concerned about the precedent the performance standard for coal-fired generation would set for possible future regulations on GHG emissions from natural gas-fired electricity generation. In addition, some expressed concern that a single performance standard may not be applicable to all types of natural gas facilities.

Industry stakeholders commented that there was a need for a coordinated approach as the government implements its sector-by-sector plan, in order to ensure fairness and equity. In addition, GHG regulations should be aligned with any requirements to address air pollutants from this sector.

d'investissement pour l'activité de réduction des émissions, comme la décision de mettre en œuvre un système de captage et de séquestration du carbone lorsqu'il existe un risque que ce système ne puisse pas être opérationnel dans les délais requis. Les intervenants de l'industrie sont également préoccupés par le fait que les exploitants des réseaux provinciaux peuvent forcer les centrales électriques à fonctionner en vue de maintenir la fiabilité du réseau et entraîner par là même une non-conformité.

Réponse n° 12 : Ce règlement est mis en œuvre par l'intermédiaire de la LCPE (1999) et est donc assujetti aux dispositions relatives aux sanctions qui y sont énoncées. C'est pourquoi les sanctions prévues par la LCPE (1999) s'appliqueront comme le prescrit la Loi.

En outre, le gouvernement du Canada, par l'entremise de consultations avec les intervenants et les provinces, a tenu compte de certains commentaires et a amélioré les dispositions réglementaires, ce qui devrait répondre à certaines préoccupations et réduire le risque de non-conformité tout en maintenant l'objectif environnemental de la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Ce règlement contient également des dispositions visant à reconnaître et à tenir compte des situations d'urgence au cours desquelles les groupes devront fonctionner au-delà de la norme de rendement, pour une période limitée, afin de résoudre les perturbations touchant la fiabilité du réseau.

Commentaire nº 13

Les intervenants et les provinces ont également envoyé un certain nombre de commentaires à propos de la clarification des dispositions, des objectifs et des fonctions réglementaires ainsi que des modifications de nature administrative.

Réponse n° 13 : Ces commentaires n'ont pas eu d'incidence sur l'objectif général de la politique comme ceux abordés dans la discussion ci-dessus et ont été dûment pris en compte dans la rédaction du Règlement.

Commentaire nº 14 : Commentaires sur les domaines de politique connexes

Certains commentaires reçus concernaient des domaines qui, même s'ils étaient liés au projet de règlement, n'étaient pas propres audit projet.

Des intervenants ont réitéré des commentaires précédents selon lesquels il serait souhaitable pour le gouvernement fédéral de fournir dès que possible des éclaircissements quant aux exigences réglementaires pour les nouveaux groupes alimentés au gaz naturel.

Les intervenants de l'industrie étaient préoccupés par le précédent qu'établirait la norme de rendement pour la production d'électricité alimentée au charbon pour de possibles règlements à venir sur les émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'électricité alimentée au gaz naturel. De plus, certains ont exprimé des préoccupations quant au fait qu'une seule norme de rendement ne pourrait pas être applicable à tous les types d'installation au gaz naturel.

Les intervenants de l'industrie ont mentionné qu'une approche coordonnée était nécessaire dans la mise en œuvre du plan secteur par secteur du gouvernement afin d'en assurer la justice et l'équité. En outre, les règlements sur les gaz à effet de serre doivent prendre en compte toutes les exigences visant à lutter contre les polluants atmosphériques provenant de ce secteur.

Response #14: The Government of Canada's current focus is to develop the performance standard for coal-fired units. These comments, however, have been and will be taken into account as the Government of Canada moves forward with the sector-by-sector approach.

All regulations for the electricity sector, whether for GHG or air pollutants, will continue to be developed in a coordinated and aligned fashion.

Comment #15: Equivalency agreements

Some provinces and industries have expressed their desire for equivalency agreements pursuant to which the federal regulation would not apply in a particular province. Their rationale is that some provincial regulations provide equivalent or greater GHG reductions, potentially at lesser cost than the federal regulations, and that the agreement would help avoid regulatory duplication.

Non-governmental organizations also expressed support for the use of equivalency agreements but stressed the importance for equivalent or greater GHG reductions from provincial regulations. In addition, the federal regulations are to remain as a backstop, and would start applying in the event of termination of the agreement.

Response #15: Equivalency agreements with a province may be established under CEPA 1999 if there is an enforceable provincial regime that generates equivalent or better environmental outcome, and if the provincial legislation includes provisions similar to section 17 to 20 of CEPA 1999 for the investigation of alleged offences. Equivalency agreements have duration of not more than five years, but may be renewed.

Discussions have been held with some provinces regarding equivalency agreements. In particular, the Government of Canada and the provinces of Nova Scotia and Saskatchewan have announced that they are developing equivalency agreements. The objective is to avoid duplication of effort in controlling GHG emissions, ensure that industry does not face two sets of regulations and allow the province to reduce its emissions in a manner that is appropriate to its particular circumstances.

The Government of Canada will consider entering into agreements with other provinces and territories that desire to do so when the requisite conditions under CEPA 1999 are met.

10.2 Economics-related comments

Extensive consultations with provincial, territorial and industry officials have resulted in significant adjustments to the parameters underlying the estimated business and consumer impacts of the Regulations since the publication of the proposed Regulations in CGI. The following comments summarize the comments received and how they were addressed in the analysis of the Regulations.

Réponse n° 14 : Le gouvernement du Canada met actuellement l'accent sur l'élaboration de la norme de rendement pour les groupes alimentés au charbon. Cependant, ces commentaires ont été et seront pris en compte à mesure que le gouvernement du Canada progressera dans l'adoption de l'approche secteur par secteur.

Tous les règlements relatifs au secteur de l'électricité, que ce soit pour les gaz à effet de serre ou les polluants atmosphériques, continueront d'être mis au point de manière coordonnée et harmonisée.

Commentaire nº 15: Accords d'équivalence

Certaines provinces et industries ont exprimé leur souhait d'obtenir des accords en matière d'équivalence en vertu desquels le règlement fédéral ne s'appliquerait pas dans une province donnée. Leur motif est que certains règlements provinciaux fournissent des réductions de gaz à effet de serre équivalentes ou supérieures, potentiellement à un coût moindre que la réglementation fédérale et qu'un tel accord devrait permettre d'éviter le chevauchement des règlements.

Les organisations non gouvernementales ont également exprimé leur soutien à l'égard de l'utilisation des accords d'équivalence, mais elles ont souligné l'importance de proposer des réductions des gaz à effet de serre équivalentes ou supérieures dans le cadre des règlements provinciaux. En outre, les règlements fédéraux doivent continuer de représenter un filet de sécurité et devraient entrer en vigueur en cas de résiliation de l'accord.

Réponse n° 15 : Des accords d'équivalence avec une province peuvent être établis en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* s'il existe un régime provincial applicable qui génère un résultat environnemental équivalent ou meilleur et si la législation provinciale comprend des dispositions semblables à celles des articles 17 à 20 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* concernant les enquêtes pour infractions présumées à la législation. Les accords d'équivalence ont une durée qui ne dépasse pas cinq ans, mais ils peuvent être renouvelés.

Des discussions avec les provinces intéressées par les accords d'équivalence ont eu lieu. Le gouvernement du Canada et les provinces de la Nouvelle-Écosse et de la Saskatchewan ont notamment annoncé que l'élaboration d'accords d'équivalence est en cours. L'objectif consiste à éviter le dédoublement des efforts en matière de lutte contre les émissions de gaz à effet de serre, à veiller à ce que l'industrie ne soit pas confrontée à deux ensembles de règlements et à permettre à la province de réduire ses émissions d'une manière qui correspond au contexte qui lui est propre.

Le gouvernement du Canada envisagera de conclure des accords avec d'autres provinces et territoires qui souhaitent le faire lorsque les conditions requises en vertu de la LCPE (1999) seront respectées.

10.2 Commentaires liés à l'économie

Depuis la publication du projet de règlement dans la Partie I de la Gazette du Canada, les nombreuses consultations avec les représentants de l'industrie, des gouvernements provinciaux et des gouvernements territoriaux ont provoqué des modifications importantes des paramètres sous-tendant les répercussions estimées du Règlement sur les entreprises et les consommateurs. Un résumé des commentaires reçus et de la manière dont ils ont été pris en compte dans l'analyse du Règlement se trouve ci-dessous.

Comment #16

Following publication in CGI concerns were expressed by some stakeholders on the impact of the Regulations on the price of electricity on consumers in Alberta, and the level of analysis on the cost and availability of natural gas assumed for Nova Scotia.

Response #16: The approach to modelling the Alberta electricity pool pricing dynamics in E3MC has been updated for the CGII analysis based on input from stakeholders. The new methodology resulted in higher price impacts in Alberta than would have been estimated using the methodology for the CGI analysis, with price impacts occurring gradually over time as natural gas plants set the pool price of electricity more often following coal-fired plant retirements. A study by Power Advisory LLC was commissioned which forecasted price impacts which are in the range of those presented in the CGII analysis, although they are somewhat lower.⁵¹ This study also helped ensure the new approach for CGII accurately reflected the dynamics of the competitive electricity market in Alberta.

The forecasted cost of natural gas for Nova Scotia was also updated for the CGII analysis. Upon additional analysis based on input from stakeholders, the prices for natural gas delivered to utilities have been increased relative to the forecasted prices underlying the CGI analysis. A study by Ziff Energy Group was commissioned for Environment Canada in order to assess the cost and availability of natural gas in Nova Scotia. The assessment concluded that Nova Scotia is expected to have no difficulty meeting natural gas requirements at fair market prices throughout the forecast period, and that the electricity performance standard is expected to have a minimal impact on natural gas prices in Nova Scotia. The assessment noted that due to falling natural gas production in the Maritimes a reversal of the Maritimes and Northeast (M&NE) Pipeline from a net exporter to a net importer of natural gas is expected by 2019, regardless of the Regulations.

Comment #17: HR Milner and the HR Milner 2 expansion

Some commenters expressed interest about why the HR Milner plant was included in the BAU and if the cost-benefit analysis, emissions results, and price impacts of the proposed Regulations were highly sensitive to its inclusion and the HR Milner 2 expansion.

Commentaire nº 16

Après la publication dans la Partie I de la *Gazette du Canada* certains intervenants ont exprimé leur préoccupation quant à l'incidence de ce règlement sur le prix de l'électricité pour les consommateurs en Alberta et quant au niveau de l'analyse des coûts et de la disponibilité du gaz naturel utilisé comme hypothèse pour la Nouvelle-Écosse.

Réponse nº 16 : L'approche pour la modélisation de la dynamique de l'établissement du prix du réseau commun d'énergie électrique en Alberta dans le modèle E3MC a été mise à jour pour l'analyse publiée dans la Partie II de la Gazette du Canada s'appuyant sur les commentaires des intervenants. La nouvelle méthodologie a entraîné des répercussions sur les prix en Alberta plus importantes qu'elles ne l'auraient été si elles avaient été estimées à l'aide de la méthodologie utilisée lors de l'analyse publiée dans la Partie I de la Gazette du Canada, avec des répercussions sur les prix se produisant progressivement, les usines alimentées au gaz naturel fixant le prix commun du réseau d'énergie électrique plus souvent après la mise hors service des usines alimentées au charbon. Une étude commandée auprès de Power Advisory LLC a prévu des répercussions sur les prix d'amplitude comparable à celles présentées dans l'analyse publiée dans la Partie II de la Gazette du Canada, bien qu'elles soient un peu moins importantes⁵¹. Cette étude a également permis de s'assurer que la nouvelle approche reflétait la dynamique du marché concurrentiel de l'électricité en Alberta dans la Partie II de la Gazette du Canada.

Le coût prévu du gaz naturel pour la Nouvelle-Écosse a également été mis à jour pour l'analyse publiée dans la Partie II de la Gazette du Canada. Après une analyse supplémentaire d'après les commentaires des intervenants, les prix du gaz naturel livré aux services publics ont été augmentés par rapport aux prix prévus dans l'analyse publiée dans la Partie I de la Gazette du Canada. Une étude par Ziff Energy Group a été commandée par Environnement Canada afin d'évaluer les coûts et la disponibilité du gaz naturel en Nouvelle-Écosse⁵². Cette évaluation concluait que la Nouvelle-Écosse ne devrait avoir aucune difficulté à satisfaire à la demande en gaz naturel à un prix de marché juste pendant toute la période de prévision et que la norme de rendement en matière d'électricité devrait avoir des répercussions minimes sur les prix du gaz naturel en Nouvelle-Écosse. Cette évaluation signale qu'en raison de la chute de la production de gaz naturel dans les Maritimes, on s'attend à ce que le gazoduc Maritimes and Northeast Pipeline, aujourd'hui exportateur net de gaz naturel, devienne importateur net d'ici 2019, quel que soit le Règlement.

Commentaire \mathbf{n}^{o} 17 : HR Milner et agrandissement de HR Milner 2

Certains observateurs ont exprimé leur intérêt quant à la raison pour laquelle la centrale HR Milner a été incluse dans le maintien du statu quo et ont demandé si l'analyse coûts-avantages, les résultats des émissions et les répercussions sur les prix du projet de règlement ont eu une importante incidence sur son inclusion et sur l'agrandissement de HR Milner 2.

⁵¹ Power Advisory LLC, Assessment of Impacts on Electricity Prices in Alberta from Retirement of Coal-Fired Plants from the Regulations for Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-Fired Generation of Electricity, March 28, 2012.

⁵² Ziff Energy Group, NOVA SCOTIA GAS MARKET ASSESSMENT, Impact of Gas Performance Standard, April 2012.

⁵¹ Power Advisory LLC, Assessment of Impacts on Electricity Prices in Alberta from Retirement of Coal-Fired Plants from the Regulations for Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-Fired Generation of Electricity, le 28 mars 2012

⁵² Ziff Energy Group, NOVA SCOTIA GAS MARKET ASSESSMENT, Impact of Gas Performance Standard, avril 2012.

Response #17: The HR Milner plant's inclusion in the BAU reflects discussion between Environment Canada and Alberta Government officials. Based on these discussions, evidence was provided to support an in-service date for HR Milner occurring between late 2015 and 2018.

The inclusion of the HR Milner plant in the BAU impacts emission reductions under the proposed Regulations. However, if this plant does not generate electricity, natural gas-fired generating units will be built. Therefore, the reductions in the policy scenario will be the difference between HR Milner's emissions and the emissions coming from natural gas units that are built instead.

Alberta's electricity market is highly responsive to supply and demand conditions. Therefore, the inclusion or exclusion of the HR Milner expansion may not necessarily have a significant impact on the pool price. Given the assumptions underlying Environment Canada's analysis of the proposed Regulations for coal-fired generation, the inclusion of the HR Milner expansion is expected to have a minimal impact on consumer prices. If the HR Milner expansion does not proceed, and natural gas-fired generation is brought on-line to service electricity demand, consumer prices will be somewhat higher (in the range of 1.5 to 2 cents per kWh).

Comment #18: Natural gas price forecast

Many commenters raised concerns that the natural gas price forecast used in the cost-benefit analysis was biased downwards, requesting a more thorough sensitivity analysis under a wider range of natural gas prices.

Response #18: The natural gas price forecast used in the analysis of the proposed Regulations was based on the most upto-date economic data available at the time. Subsequently, the natural gas price forecast has been updated to better reflect current economic conditions. The analysis of the final Regulations uses the natural gas price forecast produced by E3MC, which is based on historical natural gas costs for utilities by province from Statistics Canada, and the projected growth rate of natural gas prices from the National Energy Board. These prices are somewhat higher than the CGI prices (see section 7.2.2). To further expand the natural gas sensitivity analysis, a univariate sensitivity analysis was completed on the cost-benefit analysis of the Regulations. To get a sense of the sensitivity of consumer price impacts to future natural gas prices, these impacts were calculated under a series of alternative assumptions about the future price of natural gas at Henry Hub (section 7.6.1).

Comment #19: Natural gas price response

A commenter commissioned a study by Ziff Energy Group that suggested the standard, as presented in the proposed Regulations, if applied throughout North America, would create substantial upward pressure on natural gas prices.

Réponse n° 17 : L'inclusion de la centrale de HR Milner dans le maintien du statu quo tient compte de discussions entre Environnement Canada et des représentants du gouvernement de l'Alberta. À la lumière de ces discussions, des preuves ont été fournies pour appuyer une date de mise en service de HR Milner survenant entre la fin de 2015 et 2018.

L'inclusion de la centrale HR Milner dans le maintien du statu quo a des répercussions sur la réduction des émissions en vertu du projet de règlement. Toutefois, si cette centrale ne produit pas d'électricité, des groupes de production alimentés au gaz naturel seront construits. Par conséquent, les réductions dans le scénario stratégique correspondront à la différence entre les émissions de la centrale HR Milner et les émissions provenant des groupes alimentés au gaz naturel qui seront construits à sa place.

Le marché de l'électricité de l'Alberta est très sensible aux conditions de l'offre et de la demande. À ce titre, l'inclusion ou l'exclusion de l'agrandissement de HR Milner n'aura pas forcément de répercussions importantes sur le prix du réseau commun d'énergie. Étant donné les hypothèses à l'origine de l'analyse d'Environnement Canada sur le projet de règlement pour la production alimentée au charbon, l'inclusion de l'agrandissement de HR Milner devrait avoir un effet minime sur les prix à la consommation. Si l'agrandissement de HR Milner ne se poursuit pas comme prévu et si une production alimentée au gaz naturel est mise en service pour répondre à la demande en électricité, les prix à la consommation seront un peu plus élevés (de l'ordre de 1,5 à 2 cents par kWh).

Commentaire nº 18: Prévision du prix du gaz naturel

De nombreux observateurs ont exprimé leurs préoccupations quant au fait que les prévisions du prix du gaz naturel utilisées dans le cadre de l'analyse coûts-avantages ont été sous-estimées et ont demandé une analyse de sensibilité plus approfondie dans le cadre d'un éventail plus large de prix du gaz naturel.

Réponse nº 18: Les prévisions du prix du gaz naturel utilisées dans l'analyse du projet de règlement étaient fondées sur les données économiques les plus récentes disponibles à l'époque. Par la suite, les prévisions du prix du gaz naturel ont été mises à jour afin de mieux tenir compte de la conjoncture. L'analyse de la version finale du Règlement utilise les prévisions du prix du gaz naturel produites par le modèle E3MC, lequel est fondé sur les coûts historiques du gaz naturel pour les services publics par province provenant de Statistique Canada et le taux de croissance prévu des prix du gaz naturel provenant de l'Office national de l'énergie. Ces prix sont légèrement supérieurs à ceux publiés dans la Partie I de la *Gazette du Canada* (se reporter à la section 7.2.2). En vue d'élargir encore l'analyse de sensibilité sur le prix du gaz naturel, une analyse de sensibilité unidimensionnelle a été menée sur l'analyse coûts-avantages du Règlement. Pour se faire une idée des répercussions de la sensibilité du prix à la consommation sur les prix du gaz naturel à l'avenir, lesdites répercussions ont été calculées en fonction d'une série d'hypothèses distinctes quant au prix du gaz naturel à venir au Henry Hub (section 7.6.1).

Commentaire nº 19: Réaction du prix du gaz naturel

Un observateur a commandé une étude par Ziff Energy Group qui laissait entendre que la norme, telle qu'elle est présentée dans le projet de règlement, si elle est appliquée dans toute l'Amérique du Nord, créerait une pression à la hausse importante sur les prix du gaz naturel.

Response #19: The analysis of the proposed and final Regulations is limited to the incremental impact of the Canadian standard, which, according to a study commissioned by Ziff Energy Group for Environment Canada, would have a negligible impact on North American natural gas prices. The impact of the policy choices of other nations is outside of the scope of the analysis.

Comment #20: Emissions from imported electricity

Numerous commenters stated that the proposed Regulations would simply displace greenhouse gas emissions to other jurisdictions rather than create real reductions, and that this "carbon leakage" is a persistent policy issue inherent to all non-global regulations. Further, the use of a global value for the SCC is inconsistent with an approach which fails to estimate and value emissions created through carbon leakage.

Response #20: In December 2009, the Government of Canada committed to a national greenhouse gas reduction target of 17% below its 2005 levels by 2020, and inscribed this in the Copenhagen Accord. Our 2020 target is aligned with that of the United States.

The U.S. EPA is currently developing regulations for specific sources of emissions. Given the integration of the two economies, a similar sector-by-sector regulatory plan will allow both countries to make concrete progress towards meeting emission reduction objectives. To the extent that both the United States and Canada are moving toward the same objective in tandem, the potential for carbon leakage to occur should be mitigated. Further, even taking into account the small increase in imports of electricity from the United States, overall emissions reductions in Canada remain significant over the study period.

More specifically, the Regulations will phase out high-emitting coal-fired generation and promote a transition towards lower- or non-emitting types of generation such as high-efficiency natural gas, renewable energy, or fossil fuel-fired power with carbon capture and storage. A list of responses to meet the capacity and generation gaps over the 21-year period includes an increase in capacity utilization, construction of new natural gas or coal CCS units, reduced exports, and increased imports. Overall, the Regulations are expected to result in a net reduction of 214 Mt over the period 2015–2035.

Social cost of carbon values are used for the analysis of Canadian regulations to assess the avoided global damages associated with GHG emission reductions brought forth by Canadian actions in order to ensure that the full value of our contribution to the reduction of global damages from climate change is recognized. It would also be challenging to separate out the specific benefit to Canada of an emission reduction in Canada given that climate change is a global environmental issue. The values used for this analysis are based on the approach used by the EPA developed by

Réponse n° 19 : L'analyse du projet de règlement et de la version finale du Règlement se limite aux répercussions différentielles de la norme canadienne qui, selon une étude commandée par Ziff Energy Group pour Environnement Canada, auraient une incidence négligeable sur les prix du gaz naturel en Amérique du Nord. Les répercussions des choix de politiques pris par d'autres pays ne sont pas prises en compte dans l'analyse.

Commentaire n° 20 : Émissions provenant de l'électricité importée

De nombreux observateurs ont affirmé que le projet de règlement déplacerait simplement les émissions de gaz à effet de serre vers d'autres compétences au lieu de permettre des réductions réelles et que cette « fuite de carbone » est un enjeu de politique permanent et inhérent à toute réglementation non mondiale. En outre, l'utilisation d'une valeur mondiale pour le coût social du carbone est incompatible avec une approche qui ne parvient pas à estimer et à évaluer les émissions créées par cette fuite de carbone.

Réponse n° 20 : En décembre 2009, le gouvernement du Canada s'est engagé à atteindre d'ici 2020 un objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'échelle nationale de 17 % par rapport aux niveaux de 2005, et a inscrit cet objectif dans l'Accord de Copenhague. Notre objectif de 2020 est harmonisé avec celui des États-Unis.

L'Environmental Protection Agency des États-Unis élabore actuellement un règlement pour certaines sources d'émissions. Compte tenu de l'intégration des deux économies, un plan de réglementation similaire (secteur par secteur) permettra aux deux pays de réaliser des progrès concrets en vue de l'atteinte des objectifs de réduction des émissions. Dans la mesure où les États-Unis et le Canada s'orientent de concert vers le même objectif, le risque de fuite de carbone potentielle devrait être atténué. De plus, même si l'on tient compte de la petite augmentation des importations d'électricité en provenance des États-Unis, la réduction globale des émissions au Canada demeure importante au cours de la période d'étude.

Plus précisément, le Règlement permettra de réduire progressivement la production d'énergie alimentée au charbon à fortes émissions et de favoriser une transition vers des types de production à émissions plus faibles ou nulles, comme le gaz naturel à rendement élevé, l'énergie renouvelable ou l'énergie à combustibles fossiles avec captage et séquestration du carbone. La liste de mesures permettant de répondre aux lacunes en matière de capacité et de production au cours de la période de 21 ans comprend une augmentation de l'utilisation de la capacité, la construction de nouveaux groupes alimentés au gaz naturel ou de nouveaux groupes alimentés au charbon avec un système de captage et de séquestration du carbone, une réduction des exportations et une hausse des importations. Dans l'ensemble, le Règlement devrait donner lieu à une réduction nette de 214 Mt au cours de la période 2015-2035.

Les valeurs du coût social du carbone sont utilisées pour l'analyse du Règlement canadien afin d'évaluer les dommages mondiaux évités par les réductions des émissions de gaz à effet de serre obtenues grâce à des mesures canadiennes, et ainsi veiller à ce que toute la valeur de notre contribution à la réduction des dommages causés par les changements climatiques à l'échelle mondiale soit reconnue. Il serait également difficile de distinguer les avantages précis pour le Canada d'une réduction des émissions au Canada étant donné que les changements climatiques

an interagency working group and world leading experts on the issue.

Comment #21: Perceived issues around the quantification and monetization of health benefits

A commenter stated that the health benefits presented in the analysis of the proposed Regulations were unrealistic and inaccurately monetized benefits associated with other provincial and federal regulations as benefits of the proposed Regulations.

Response #21: All known/existing provincial and federal air regulations have been incorporated into the BAU scenario of the cost-benefit analysis. Therefore, all the CAC reductions and associated health and environmental benefits presented are incremental and attributable to the Regulations. As presented in section 7.2.4, a comprehensive modelling work was conducted using AURAMS, AQVM2, and AQBAT of Health Canada to assess the impacts of CAC reductions on the levels of ambient air concentration and subsequently on health and environment.

Comment #22: Effects of the proposed Regulations on coal-related industries

Multiple commenters voiced concerns with the lack of analysis provided on coal-associated industries such as coal mining. The proposed and final Regulations are expected to decrease the demand for coal in these markets. These commenters contended that this would cause the coal mining industry to shrink, increasing unemployment and causing economic damages that were not monetized in the cost-benefit analysis of the proposed Regulations.

Response #22: The calculation of the NPV in the cost-benefit analysis for the Regulations factors in the impacts of replacing coal-fired generation with natural gas fired generation in terms of costs and avoided costs for electricity generation. Section 8.1 now incorporates a more detailed analysis of the impacts on the coal sector. The conclusion of the analysis was that some transitional unemployment would occur due to the Regulations, but that transitional costs are expected to be minimal/moderate.

Comment #23: Carbon capture and sequestration analysis

Commenters noted that the cost-benefit analysis of the proposed Regulations did not specifically address the costs or benefits of carbon capture and sequestration, how these specific technologies may impact emissions, generation costs, and any resulting secondary economic activities.

Response #23: The cost-benefit analysis for the Regulations now includes impacts from the application of CCS technology to Boundary Dam units 4, 5 and 6. The estimated capital costs of CCS have been incorporated for these units, while CO_2 emissions reductions have been valued at the SCC. The analysis also takes into account the downstream impact of the use of CO_2 for EOR.

représentent une préoccupation environnementale mondiale. Les valeurs utilisées dans le cadre de cette analyse s'appuient sur l'approche utilisée par l'Environmental Protection Agency des États-Unis et élaborée par un groupe de travail interorganismes et certains des principaux experts mondiaux sur la question.

Commentaire n° 21 : Enjeux perçus concernant la quantification et la monétisation des avantages pour la santé

Un observateur a affirmé que les avantages pour la santé présentés dans l'analyse du projet de règlement n'étaient pas réalistes et que ladite analyse monétisait de manière inexacte des avantages associés à d'autres règlements provinciaux ou fédéraux comme des avantages du projet de règlement.

Réponse n° 21: Tous les règlements provinciaux et fédéraux connus ou existants relatifs à la qualité de l'air ont été intégrés au scénario de maintien du statu quo de l'analyse coûts-avantages. Par conséquent, toutes les réductions des émissions de principaux contaminants atmosphériques et tous les avantages pour l'environnement et la santé présentés sont différentiels et attribuables au Règlement. Comme le présente la section 7.2.4, un travail de modélisation détaillé a été mené à l'aide du modèle AURAMS, du modèle MEQA et de l'outil OEAQA de Santé Canada afin d'évaluer les répercussions des réductions des émissions de principaux contaminants atmosphériques sur les niveaux de concentration dans l'air ambiant et, par la suite, sur la santé et l'environnement.

Commentaire n° 22 : Effets du projet de règlement sur les industries du charbon

Plusieurs observateurs ont exprimé des préoccupations à propos du manque d'analyse sur les industries du charbon, comme les mines de charbon. Le projet de règlement et sa version définitive devraient diminuer la demande de charbon dans ces marchés. Ces observateurs ont affirmé que cela entraînerait un recul du secteur de l'extraction du charbon, accroissant le chômage et causant des dommages économiques qui n'ont pas été monétisés dans le cadre de l'analyse coûts-avantages du projet de règlement.

Réponse n° 22 : Le calcul de la valeur actualisée nette dans l'analyse coûts-avantages du Règlement tient compte des répercussions liées au remplacement de la production alimentée au charbon par une production alimentée au gaz en termes de coûts et de coûts évités pour la production d'électricité. L'article 8.1 comprend dorénavant une analyse plus détaillée des répercussions sur le secteur du charbon. L'analyse conclut qu'un chômage de transition pourrait se produire à cause du Règlement, mais que les coûts de transition devraient être minimaux ou modérés.

Commentaire n° 23 : Analyse du captage et de la séquestration du carbone

Certains observateurs ont fait remarquer que l'analyse coûtsavantages du projet de règlement ne traitait pas précisément des coûts ou des avantages du captage et de la séquestration du carbone, de la manière dont ces technologies particulières peuvent avoir une incidence sur les émissions, les coûts de production et les activités économiques secondaires qui en découlent.

Réponse nº 23 : L'analyse coûts-avantages du Règlement comprend désormais les répercussions liées à l'application de technologies de captage et de séquestration du carbone pour les groupes 4, 5 et 6 de Boundary Dam. Les coûts estimés en capital liés au captage et à la séquestration du carbone ont été intégrés pour ces groupes, tandis que les réductions des émissions de CO_2

In the distributional section it was noted that employment impacts in Saskatchewan's coal mining sector would be mitigated by keeping coal-fired generation capacity running with the successful application of CCS. Although considered a transfer in costbenefit analysis, the Government of Saskatchewan would likely collect tax and royalty revenues on the incremental production of oil in this province, which constitutes a portion of the net benefit from CCS/EOR to Canada as a whole.

Comment #24: Inappropriate import prices

A large group of commenters stated that import and export prices as presented in the CGI analysis were neither in line with current nor historical data. They asserted that the import/export prices used in the cost-benefit analysis of the proposed Regulations were significantly underestimated, biasing the cost of the estimated reduction in exports and increase in imports downwards.

Response #24: The price forecasts for imports and exports are calculated within E3MC based on the historical mix and outlook of future mix of short- and long-term electricity export contracts. The price of short- term and long-term electricity contracts vary systematically, thus assumptions on the future contract mix will influence forecasted prices. Imports from the United States are based on the weighted average cost of power from the importing area.

Comment #25: Lifecycle approach to emissions

A commenter noted that a full life cycle approach to emissions analysis would present a complete emissions profile of various fuels. When plant source emissions are considered, analysis is biased towards natural gas; however, the extractions of some types of natural gas produce large environmental impacts. It could be that unconventional natural gas lifetime emissions are greater than the lifetime emissions of traditional coal.

Response #25: The E3MC model is an integrated model that projects emissions for all of the sectors of the economy. While the cost-benefit analysis focuses on the direct impacts of the policy on the electricity sector and consumers, the macroeconomic modelling takes into account the secondary impacts on the economy, also factoring in changes in emissions from other sectors, such as the oil and gas sector. Factoring in all of these impacts, the policy leads to a net reduction in GHG emissions for Canada.

Comment #26: Unit level data

Commenters felt the average capital, and fixed and variable O&M costs reported in the CGI analysis were rather low when compared to AEO estimates.

ont été valorisées dans le coût social du carbone. L'analyse prend aussi en compte les répercussions en aval de l'utilisation de CO_2 pour la récupération assistée des hydrocarbures. Dans la section relative aux effets distributifs, il est noté que les répercussions sur l'emploi dans le secteur de l'extraction du charbon en Saskatchewan devraient être atténuées par la préservation de la capacité de production d'électricité au charbon utilisant avec succès le captage et la séquestration du carbone. Même si cela est considéré comme un transfert dans l'analyse coûts-avantages, le gouvernement de la Saskatchewan collecterait vraisemblablement des impôts et des recettes en redevances sur l'augmentation de la production de pétrole de cette province, ce qui constitue une partie de l'avantage net lié au captage et à la séquestration du carbone ainsi qu'à la récupération assistée des hydrocarbures au Canada dans son ensemble.

Commentaire nº 24: Prix d'importation inappropriés

Un groupe important d'observateurs a indiqué que les prix des importations et des exportations présentés dans l'analyse publiée dans la Partie I de la *Gazette du Canada* étaient différents des données actuelles et passées. Ils ont affirmé que les prix d'importation et d'exportation utilisés dans le cadre de l'analyse coûtsavantages du projet de règlement ont été fortement sous-estimés, faussant par là même à la baisse les coûts liés à la réduction prévue des exportations et à l'augmentation des importations.

Réponse n° 24 : Les prévisions relatives aux prix des importations et des exportations sont calculées avec le modèle E3MC en s'appuyant sur les portefeuilles passés et prévus de contrats d'exportation d'électricité à court et à long terme. Les prix des contrats d'électricité à court et à long terme variant systématiquement, les hypothèses sur le futur portefeuille de contrats auront des répercussions sur les prix prévus. Les importations en provenance des États-Unis s'appuient sur le coût moyen pondéré de l'électricité dans la région d'importation.

Commentaire nº 25 : Approche du cycle de vie des émissions

Un observateur fait remarquer qu'une analyse basée sur une approche du cycle de vie complet des émissions présenterait un profil d'émissions complet pour différents carburants. Lorsque l'on utilise les émissions provenant des centrales, l'analyse est faussée en faveur du gaz naturel; cependant, l'extraction de certains types de gaz naturel a des répercussions importantes sur l'environnement. Il se pourrait que la durée de vie des émissions de gaz naturel non classique soit supérieure à la durée de vie des émissions de charbon traditionnel.

Réponse n° 25 : Le modèle E3MC est un modèle intégré qui estime les émissions pour tous les secteurs de l'économie. Même si l'analyse coûts-avantages se concentre sur les répercussions directes de la politique sur le secteur de l'électricité et les consommateurs, la modélisation macroéconomique tient compte des répercussions secondaires sur l'économie ainsi que des changements dans les émissions attribuables à d'autres secteurs, comme le secteur du pétrole et du gaz. En tenant compte de l'ensemble de ces répercussions, la politique entraîne une réduction nette des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada.

Commentaire nº 26 : Données au niveau du groupe

Certains observateurs avaient le sentiment que les coûts en capital moyen et les coûts fixes et variables de fonctionnement et d'entretien relevés dans l'analyse publiée dans la Partie I de la *Gazette du Canada* étaient plutôt faibles par rapport aux estimations de l'Annual Energy Outlook.

Response #26: Environment Canada's modelling framework is parameterized with the most up-to-date publicly available electricity cost and performance characteristics for new generating technologies. In developing these costs and performance characteristics, Environment Canada sought the advice of provinces and territories, electricity generators and the Canadian Electricity Association. The information sought included capital costs, fixed and variable O&M, heat rates and emission intensity for each unit included in Environment Canada's modelling framework.

Where information was provided by the officials from the provinces/territories, electricity generators and the Canadian Electricity Association, they were included in the model. In the absence of province or generator specific information, the modelling relied on data from the EIA.

For the Annual Energy Outlook 2011 cycle, EIA commissioned an external consultant to develop current cost estimates for utility-scale electric generating plants. This report can be found at www.eia.gov/oiaf/beck_plantcosts/index.html. Site-specific costs for geothermal were provided by the National Energy Renewable Laboratory, "Updated U.S. Geothermal Supply Curve," February 2010.

Comment #27: BAU and Policy scenario representation

Numerous commenters had concerns with the characterization of the BAU and Policy case as developed within the analysis of the proposed Regulations.

Response #27: The BAU scenario underlying the analysis of the final electricity performance standard for coal-fired generation has been revised to better reflect Alberta's load growth, and the permanent closure of Sundance units 1 and 2. The import capabilities have also been reviewed.

Environment Canada has been working with provincial and industry stakeholders to incorporate their comments where feasible. Saskatchewan's load growth has been reviewed along with the infrastructure costs provided by the stakeholders. The refurbishment of Boundary Dam 3 with CCS was included in the BAU because the intent to move forward with this project was established well before the announcement of the policy in CGI. Further CCS refurbishments of coal units in Saskatchewan have also been taken into consideration as per the advice of Saskatchewan officials.

Comment #28: Excess capacity

One of the main comments received on the modelling undertaken in support of the proposed Regulations pertained to the increased utilization of excess capacity. Commenters were critical of the assumption that there was excess capacity to utilize.

Réponse n° 26: Le cadre de modélisation d'Environnement Canada est paramétré avec les dernières données publiques sur les coûts d'électricité et les caractéristiques de rendement pour les nouvelles technologies de production. Au moment d'élaborer ces coûts et ces caractéristiques de rendement, Environnement Canada a demandé l'avis des provinces et des territoires, des producteurs d'électricité et de l'Association canadienne de l'électricité. L'information demandée comprenait les coûts en capital, les coûts fixes et variables de fonctionnement et d'entretien, les consommations spécifiques de chaleur et l'intensité des émissions pour chaque groupe inclus dans le cadre de modélisation d'Environnement Canada.

Lorsque des renseignements étaient fournis par les représentants des provinces et des territoires, des producteurs d'électricité et de l'Association canadienne de l'électricité, ils étaient inclus dans le modèle. En l'absence de renseignements précis en provenance d'une province ou d'un producteur, la modélisation s'appuyait sur des données provenant de l'Energy Information Administration.

Pour le cycle de 2011 de l'Annual Energy Outlook, l'Energy Information Administration a demandé à un consultant externe d'élaborer des estimations des coûts pour les centrales de production d'électricité à l'intention des services publics. Ce rapport peut être consulté à l'adresse www.eia.gov/oiaf/beck_plantcosts/index.html. Les coûts propres aux sites pour la production d'énergie géothermique ont été fournis par le document du National Energy Renewable Laboratory intitulé « Updated U.S. Geothermal Supply Curve » (février 2010).

Commentaire n° 27 : Représentation du scénario de maintien du statu quo et du scénario stratégique

De nombreux observateurs avaient des préoccupations quant à la caractérisation du scénario de maintien du statu quo et du scénario stratégiques tels qu'ils étaient élaborés dans le cadre de l'analyse du projet de règlement.

Réponse n° 27 : Le scénario de maintien du statu quo qui soustend l'analyse de la version finale de la norme de rendement en matière d'électricité pour la production alimentée au charbon a été révisé afin de mieux tenir compte de la croissance de la charge de l'Alberta et de la fermeture permanente des groupes 1 et 2 de Sundance. Les capacités d'importation ont également été révisées.

Environnement Canada travaille avec les intervenants provinciaux et de l'industrie afin de tenir compte de leurs commentaires, dans la mesure du possible. La croissance de la charge de la Saskatchewan a été examinée, ainsi que les coûts d'infrastructure fournis par les intervenants. La remise en état de la centrale de Boundary Dam 3 avec un système de captage et de séquestration du carbone a été incluse dans le maintien du statu quo parce que l'intention de poursuivre ce projet a été établie bien avant l'annonce de la politique dans la Partie I de la *Gazette du Canada*. D'autres remises en état de groupes alimentés au charbon incluant le captage et la séquestration en Saskatchewan ont également été prises en compte, conformément à l'avis de représentants de cette province.

Commentaire nº 28 : Capacité excédentaire

L'un des principaux commentaires reçus à propos de la modélisation menée pour soutenir le projet de règlement concernait l'augmentation de l'utilisation de la capacité excédentaire. Certains observateurs ont critiqué l'hypothèse selon laquelle il y avait une capacité excédentaire à utiliser. Response #28: Environment Canada's modelling framework is parameterized with Statistics Canada data — publicly available and confidential — and with publicly available company data. For capacity, it is based on Statistics Canada name-plant capacity by unit. Using Statistics Canada's confidential micro-data, operational characteristics are determined at the unit level (e.g. outage rate). This outage rate is then applied to the name-plant capacity to determine the effective capacity.

Comment #29: Plant builds

Many commenters believed that the plant build schedule included in the modelling for the CGI analysis was unrealistic and inconsistent with current utility expansion plans.

Response #29: Environment Canada aligned new additions with current provincial and utility expansion plans. In a situation where there is a supply-demand imbalance, Environment Canada's E3MC model endogenously builds new capacity. These endogenous builds follow industry establish rules for bringing on new capacity (e.g. four years for a combined cycle gas turbine, one to two years for wind units).

Comment #30: Trade flow infrastructure

Commenters felt that the trade flows reported in the CGI analysis exceeded the capacity of current transmission lines and that the costs of additional infrastructure were underestimated.

Response #30: Environment Canada's modelling assumed that no infrastructure would be built to allow a significant increase in electricity trade. The exports/imports reported in CGI are the cumulative total for the period 2015 to 2030. While Environment Canada's model has the capacity to build interprovincial and international flows, due diligence is undertaken to ensure that provincial plans are fully respected (i.e. the model only builds new transmission that is provided in provincial plans). If new infrastructure is built, then the model will fully cost the building of the new transmission capacity.

Overall

Provisions developed within the Regulations respond to concerns raised through the consultations, but are limited in availability and duration in order to emphasize their use as transitional measures, all the while maintaining environmental objectives and the stringency of the proposed Regulations.

These provisions

- maintain consistency of a national regulatory approach and the focus on emission reductions;
- treat regions and regulatees equitably;
- · minimize stranded capital investments; and
- avoid setting an undesirable precedent for other sectors.

Réponse n° 28 : Le cadre de modélisation d'Environnement Canada est paramétré avec des données (publiques et confidentielles) provenant de Statistique Canada et des données sur les entreprises accessibles au public. Concernant la capacité, elle est déterminée en fonction de la valeur de la capacité par groupe d'une centrale donnée provenant de Statistique Canada. À l'aide des microdonnées confidentielles de Statistique Canada, les caractéristiques opérationnelles sont déterminées au niveau des groupes (par exemple taux de panne). Ce taux de panne est ensuite appliqué à la capacité de la centrale en question afin d'en déterminer la capacité utile.

Commentaire nº 29: Construction de centrales

De nombreux observateurs pensaient que le calendrier de construction de centrales inclus dans la modélisation pour l'analyse publiée dans la Partie I de la *Gazette du Canada* était irréaliste et incohérent par rapport aux plans d'expansion des services publics actuals

Réponse n° 29 : Environnement Canada a adapté les nouveaux ajouts aux plans d'expansion provinciaux et des services publics actuels. Dans une situation où il existe un déséquilibre entre l'offre et la demande, le modèle E3MC d'Environnement Canada crée, de manière endogène, une nouvelle capacité. Cette création endogène respecte les règles établies par l'industrie pour apporter une nouvelle capacité (par exemple quatre ans pour une turbine à gaz à cycle combiné, un à deux ans pour un groupe éolien).

Commentaire n° 30 : Infrastructure des échanges commerciaux

Certains observateurs avaient l'impression que les échanges commerciaux inclus dans l'analyse publiée dans la Partie I de la *Gazette du Canada* dépassaient la capacité des lignes de transport d'énergie actuelles et que les coûts des infrastructures supplémentaires étaient sous-estimés.

Réponse n° 30: Dans la modélisation d'Environnement Canada, on a pris l'hypothèse selon laquelle aucune infrastructure ne serait construite afin de permettre une augmentation importante des échanges commerciaux d'électricité. Les exportations et importations signalées dans la Partie I de la *Gazette du Canada* représentent le total cumulatif pour la période allant de 2015 à 2030. Même si le modèle d'Environnement Canada est en mesure de créer des échanges interprovinciaux et internationaux, on fait preuve de diligence raisonnable pour veiller à ce que les plans provinciaux soient totalement respectés (par exemple le modèle ne crée que les nouvelles lignes de transport d'énergie qui sont fournies dans les plans provinciaux). Si une nouvelle infrastructure est créée, le modèle établit alors le coût total lié à la construction de la nouvelle capacité de transport.

Dans l'ensemble

Les dispositions établies dans le cadre du Règlement répondent aux préoccupations soulevées lors des consultations, mais elles sont limitées en termes de disponibilité et de durée pour favoriser leur utilisation comme mesures de transition, tout en maintenant les objectifs environnementaux et la rigueur du Règlement.

Ces dispositions :

- maintiennent la conformité d'une approche réglementaire nationale et de l'accent mis sur les réductions d'émissions;
- traitent les régions et les entités réglementées de façon équitable;
- réduisent au minimum les investissements de capitaux non recouvrables;
- évitent de fixer un précédent indésirable pour les autres secteurs.

11. Regulatory cooperation

These Regulations have been developed with consideration of approaches undertaken by other jurisdictions, mainly Canadian provinces and the United States.

Federal and state-level actions in the United States are setting limits for new fossil fuel-fired electric utility generating units based on a performance standard approach based on parity with natural gas combined-cycle generation. On March 27, 2012, the United States EPA issued proposed New Source Performance Standards (NSPS) for new fossil fuel-fired electric utility generating units (EGUs) including: fossil fuel-fired boilers, integrated gasification combined cycle (IGCC) units and stationary combined cycle turbine units. The rule would act as a base level requirement, whereby any new power plant could emit no more than 454 tonnes of CO₂/GWh on a gross output basis. Permits for individual plants could be more stringent. For example, in November 2011, the EPA issued a pre-construction permit under the New Source Review Program for a 590 MW Texas-based natural gas combined cycle electricity generating facility with an annual emission limit of 416 t/GWh. In January 2012, the State of New York proposed to adopt CO₂ Performance Standards for Major Electric Generating Facilities, under which boilers, natural gas combined cycle units and gas-fired stationary engines would be subject to a performance standard of 420 t/GWh. These levels support Canada's choice of 420 t/GWh as the proposed performance standard based on natural gas combined-cycle technology for coal-fired electricity generation.

While U.S. GHG requirements do not address existing coal plants, the EPA has finalized stringent air pollutant requirements for these plants, most notably the *Cross-State Air Pollution Rule* (CSAPR) and the *Mercury and Air Toxics Standards* (MATS). Within Canada, the federal government has consulted extensively with provincial governments throughout the development of these Regulations. In particular, the Government of Canada and the province of Nova Scotia have announced that they are developing an equivalency agreement. An equivalency agreement would see the federal regulations stand down and allow the provincial regulation to apply; an agreement is possible where there is an enforceable provincial regime that achieves an equivalent or better environmental outcome than the federal regulation.

An equivalency agreement is appropriate in this case because the estimated outcome on GHG emissions is equivalent, and the agreement allows the province of Nova Scotia to meet the goal in a manner that is appropriate to its particular circumstances. Both governments wish to avoid duplication of effort to control greenhouse gas emissions, and are working together to ensure that industry does not face two sets of regulations.

11. Coopération en matière de réglementation

Ce règlement a été rédigé en tenant compte des approches adoptées par d'autres compétences, notamment par les provinces canadiennes et les États-Unis.

Aux États-Unis, les mesures prises à l'échelle des États et à l'échelle fédérale fixent des limites pour les nouveaux groupes de production d'électricité à partir de combustibles fossiles en s'appuyant sur une approche de norme de rendement fondée sur la parité avec la production à partir de la technologie du cycle combiné au gaz naturel. Le 27 mars 2012, l'Environmental Protection Agency des États-Unis a publié le projet de normes de rendement des sources nouvelles (NSPS) pour les nouveaux groupes de production d'électricité à partir de combustibles fossiles, y compris : les chaudières alimentées aux combustibles fossiles, les groupes à gazéification intégrée à cycle combiné (GICC) et les groupes fixes de turbine à cycle combiné. La règle consisterait en une exigence de base selon laquelle toute nouvelle centrale électrique ne pourrait pas émettre plus de 454 tonnes de CO₂/GWh sur une base de production de sortie brute. Les permis pour les centrales individuelles pourraient s'avérer plus rigoureux. Par exemple, en novembre 2011, l'Environmental Protection Agency des États-Unis a émis un permis de construction préliminaire en vertu du programme d'examen des nouvelles sources pour une installation de production d'électricité à cycle combiné au gaz naturel de 590 MW basée au Texas et avec une limite d'émissions annuelles de 416 tonnes/GWh. En janvier 2012, l'État de New York a proposé d'adopter des normes de rendement sur le CO₂ pour les principales installations de production d'électricité en vertu desquelles les chaudières, les groupes à cycle combiné alimentés au gaz naturel et les moteurs fixes alimentés au gaz naturel seraient assujettis à une norme de rendement de 420 tonnes/GWh. Ces niveaux soutiennent la décision du Canada de choisir 420 tonnes/GWh comme la norme de rendement proposée concernant la technologie du cycle combiné au gaz naturel pour la production d'électricité alimentée au charbon.

Bien que les exigences en matière de gaz à effet de serre des États-Unis ne tiennent pas compte des centrales au charbon existantes, l'Environmental Protection Agency des États-Unis a établi pour ces centrales des exigences strictes pour les polluants atmosphériques, et plus particulièrement le règlement Cross-State Air Pollution Rule (CSAPR) et les normes Mercury and Air Toxics Standards (MATS). Au Canada, le gouvernement fédéral a procédé à des consultations approfondies avec les gouvernements provinciaux tout au long de l'élaboration de ce règlement. Le gouvernement du Canada et la province de la Nouvelle-Écosse ont notamment annoncé qu'un accord d'équivalence était en cours d'élaboration. Un accord d'équivalence permettrait le retrait du règlement fédéral et l'application du règlement provincial. Un accord est possible si un régime provincial applicable permet d'obtenir un résultat environnemental équivalent ou meilleur que le règlement fédéral.

Un accord d'équivalence est pertinent dans ce cas, car les résultats estimés sur les émissions de gaz à effet de serre sont équivalents et parce que l'accord permet à la province de la Nouvelle-Écosse d'atteindre cet objectif d'une manière adaptée au contexte qui lui est propre. Les deux gouvernements souhaitent éviter le chevauchement des efforts de la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre et collaborent donc pour que l'industrie ne soit pas régie par deux ensembles de règlements distincts.

The Government of Canada will consider entering into agreements with other provinces and territories that desire to do so, provided that the requisite conditions under CEPA 1999 are met. Discussions have also taken place with Saskatchewan.

12. Rationale

The Government of Canada is committed to reducing Canada's total GHG emissions to 17% below its 2005 levels by 2020 — a target that is inscribed in the Copenhagen Accord and aligned with the United States. In 2010, GHG emissions from the electricity generation sector contributed around 15% (or approximately 101 Mt) to Canada's inventory of emissions. Coal-based electricity in Canada was responsible for 77 Mt of GHG emissions in Canada representing 77% of total electricity sector emissions.

The Government of Canada's approach to addressing climate change is based on the principle of maximizing environmental performance improvements while minimizing adverse economic impacts. The regulated performance standard approach provides necessary regulatory certainty for the electricity sector at a time when the sector is facing major capital stock turnover, is administratively simpler than a cap-and-trade system, ensures the phase-in of lower- or non-emitting types of generation and provides more certain economic signals to decision makers considering new or replacement power generation plants. In addition, through consultations, industry and provincial stakeholders, in spite of having specific concerns, have expressed broad support of the regulated performance standard approach.

As a consequence, a cost-benefit analysis was conducted for the selected regulatory instrument, which indicated that it would result in a net reduction of approximately 214 Mt of CO_2e of GHG emissions over a period of 21 years. The incremental benefit of achieving these reductions is estimated to be \$23.3 billion while the incremental cost is estimated to be \$16.1 billion over the same period. This results in a net present value of approximately \$7.3 billion.

The Regulations are considered to be an effective and efficient way of fulfilling the Government of Canada's commitment of reducing Canada's total GHG emissions.

13. Implementation and enforcement

13.1 Implementation

The regulated community is small and well known and has already been extensively consulted in the development of the Regulations, as well as in previous efforts to regulate GHGs from this sector. As a result, there is a heightened awareness and interest in the forthcoming Regulations on the part of the regulatees.

To meet the objectives of the Regulations, compliance promotion activities targeting owners and operators of coal-fired electricity generators will be delivered to ensure a high level of compliance as early as possible during the regulatory implementation process.

Le gouvernement du Canada envisagera de conclure des accords avec d'autres provinces et territoires qui souhaitent le faire du moment que les conditions requises en vertu de la LCPE (1999) sont respectées. Des discussions ont également eu lieu avec la Saskatchewan.

12. Justification

Le gouvernement du Canada s'est engagé à réduire les émissions de gaz à effet de serre de 17 % par rapport à ses niveaux de 2005 d'ici 2020; un objectif qui est inscrit dans l'Accord de Copenhague et qui est harmonisé avec celui des États-Unis. En 2010, les émissions de gaz à effet de serre provenant du secteur de la production d'électricité ont contribué à environ 15 % (soit environ 101 Mt) de l'inventaire des émissions du Canada. Au Canada, l'électricité au charbon était responsable de 77 Mt d'émissions de gaz à effet de serre à l'échelle nationale, soit environ 77 % des émissions totales du secteur de l'électricité.

En ce qui concerne la lutte contre les changements climatiques, l'approche du gouvernement du Canada est fondée sur le principe qu'il faut améliorer le plus possible la performance environnementale tout en réduisant au minimum les conséquences économiques négatives. L'approche de la norme de rendement réglementée offre la certitude réglementaire nécessaire pour le secteur de l'électricité à un moment où ce dernier fait face à une considérable variation des stocks de capital, elle est plus simple sur le plan administratif que le système de plafonnement et d'échange, elle assure la mise en place progressive de types de production dont les émissions sont faibles ou nulles et elle offre plus de signaux économiques certains aux décideurs qui envisagent de construire ou de remplacer des installations de production d'électricité. En outre, par l'intermédiaire des consultations, les intervenants de l'industrie et des provinces, malgré leurs préoccupations précises, ont exprimé un large soutien envers l'approche de la norme de rendement réglementée.

Par conséquent, une analyse coûts-avantages a été réalisée pour l'instrument réglementaire choisi, laquelle a indiqué que celui-ci entraînerait une réduction nette d'environ 214 Mt d'équivalent en CO₂ provenant des émissions de gaz à effet de serre sur 21 ans. Les avantages marginaux de l'atteinte de ces réductions sont estimés à 23,3 milliards de dollars, tandis que les coûts différentiels sont estimés à 16,1 milliards de dollars au cours de la même période. Cela se traduit par une valeur actualisée nette d'environ 7,3 milliards de dollars.

Ce règlement est considéré comme un moyen efficace et efficient de respecter l'engagement du gouvernement du Canada en ce qui concerne la réduction des émissions totales de gaz à effet de serre.

13. Mise en œuvre et application

13.1 Mise en œuvre

La collectivité réglementée est bien connue et a déjà été largement consultée dans l'élaboration de ce règlement, ainsi que dans le cadre d'efforts précédents visant à réglementer les gaz à effet de serre de ce secteur. Ainsi, il a une prise de conscience et un intérêt accrus de la part des entités réglementées relativement au règlement à venir.

Afin d'atteindre les objectifs du Règlement, des activités de promotion de la conformité ciblant les propriétaires et les exploitants des groupes alimentés au charbon seront mises en œuvre en vue de garantir un haut niveau de conformité dès que possible pendant le processus de mise en œuvre du Règlement.

In addition, the earliest regulatees will be required to register under the Regulations will be in 2013, where the requirement to comply with the performance standard will come into effect January 1, 2015. Compliance promotion activities will also be conducted before the coming into effect of these two requirements and as units become subject to the regulatory requirements based on their respective end of useful life date.

Regulatees will be required to submit a performance report with specified required information through an electronic reporting system. Environment Canada will monitor the GHG emission performance of electricity generating units and compliance with the Regulations.

It should also be considered that the number of regulatees needing to comply with the performance standard and reporting requirements increases over time as these requirements are relative to the electricity generating unit's age. This phasing in of regulatees also facilitates easier implementation of compliance promotion activities and monitoring of compliance.

In the situation where a unit is found to exceed applicable standards, the normal course of events would be to perform an engineering audit as part of an enforcement inspection to determine if an enforcement action should be taken against the owner/operators of the unit.

13.2 Enforcement

The Regulations are made under CEPA 1999; therefore, enforcement officers will, when verifying compliance with the Regulations, apply the Compliance and Enforcement Policy⁵³ for CEPA 1999. This Policy sets out the range of possible responses to alleged violations, including warnings, directions, environmental protection compliance orders, ticketing, ministerial orders, injunctions, prosecution and environmental protection alternative measures (which are an alternative to a court prosecution after the laying of charges for a CEPA 1999 violation). In addition, the Policy explains when Environment Canada will resort to civil suits by the Crown for cost recovery.

To verify compliance, enforcement officers may carry out an inspection. An inspection may identify an alleged violation, and alleged violations may also be identified by Environment Canada's technical personnel, through information transmitted to the Department by the Canada Border Services Agency or through complaints received from the public. Whenever a possible violation of the Regulations is identified, enforcement officers may carry out investigations.

When, following an inspection or an investigation, an enforcement officer discovers an alleged violation, the officer will choose the appropriate enforcement action based on the following factors:

 Nature of the alleged violation: This includes consideration of the damage, the intent of the alleged violator, whether it is a Les entités réglementées devront soumettre un rapport de rendement contenant les renseignements requis précisés par l'entremise d'un outil de production de rapports en ligne. Environnement Canada surveillera le rendement lié aux émissions de gaz à effet de serre provenant des groupes de production d'électricité, conformément au Règlement.

Il faut également tenir compte du fait que le nombre d'entités réglementées devant se conformer à la norme de rendement et aux exigences de déclaration augmente au fil du temps à mesure que ces exigences sont en rapport avec l'âge du groupe de production d'électricité. La transition progressive des entités réglementées faciliterait également la mise en œuvre d'activités de promotion de la conformité ainsi que la surveillance de la conformité.

Dans le cas où l'on jugerait qu'un groupe dépasse les normes applicables, la procédure normale consisterait à effectuer une vérification d'ingénierie dans le cadre d'une inspection de l'application de la loi, afin de déterminer si une mesure d'application de la loi doit être prise à l'encontre des propriétaires/exploitants du groupe.

13.2 Application

Le Règlement est élaboré en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. Par conséquent, les agents d'application de la loi devront appliquer, au moment de vérifier la conformité au Règlement, la Politique d'observation et d'application de la Loi⁵³. La Politique décrit la gamme de mesures pouvant être prises en cas d'infraction présumée : avertissements, directives, ordres d'exécution en matière de protection de l'environnement, contraventions, arrêtés ministériels, injonctions, poursuites et mesures de rechange en matière de protection de l'environnement [qui remplacent les poursuites judiciaires une fois des accusations portées pour une infraction à la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*]. En outre, la Politique précise les cas où Environnement Canada a recours à des poursuites au civil intentées par la Couronne pour recouvrer des frais.

Les agents d'application de la loi peuvent procéder à une inspection dans le but de vérifier s'il y a conformité. Une inspection peut permettre de déceler des infractions présumées et ces infractions peuvent aussi être décelées par le personnel technique d'Environnement Canada, par l'entremise de renseignements fournis au Ministère par l'Agence des services frontaliers du Canada ou de plaintes émanant du public. Les agents d'application de la loi peuvent procéder à une enquête chaque fois qu'une infraction présumée au Règlement est décelée.

Si, au terme d'une inspection ou d'une enquête, l'agent d'application de la loi découvre une infraction présumée, il doit choisir la mesure d'exécution appropriée en fonction des facteurs suivants :

 Nature de l'infraction présumée : Il convient notamment de déterminer la gravité des dommages réels ou potentiels causés

En outre, la première année à laquelle les entités réglementées seront tenues de s'inscrire en vertu du Règlement sera en 2013, tandis que l'obligation de se conformer à la norme de rendement entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2015. Les activités de promotion de la conformité seront aussi menées avant l'entrée en vigueur de ces deux exigences et au fur et à mesure que les groupes feront l'objet d'exigences réglementaires en fonction de leur date de fin de vie utile respective.

⁵³ Environment Canada's Compliance and Enforcement Policy is available at www.ec.gc.ca/alef-ewe/default.asp?lang=en&n=AF0C5063-1.

⁵³ La Politique d'observation et d'application d'Environnement Canada peut être consultée à l'adresse suivante : www.ec.gc.ca/alef-ewe/default.asp?lang=Fr&n= AFOC5063-1

repeat violation, and whether an attempt has been made to conceal information or otherwise subvert the objectives and requirements of the Act;

- Effectiveness in achieving the desired result with the alleged violator: The desired result is compliance within the shortest possible time and with no further repetition of the violation. Factors to be considered include the violator's history of compliance with the Act, willingness to cooperate with enforcement officers, and evidence of corrective action already taken; and
- Consistency: Enforcement officers will consider how similar situations have been handled in determining the measures to be taken to enforce the Act.

13.3 Penalties

Subject to the coming into force of section 72 of the *Environmental Enforcement Act*, chapter 14, under CEPA 1999, every person who commits an offence is liable, (a) on conviction on indictment, to a fine of not more than \$1,000,000 or to imprisonment for a term of not more than three years, or to both; and (b) on summary conviction, to a fine of not more than \$300,000 or to imprisonment for a term of not more than six months, or to both.

Where an offence under CEPA 1999 is committed or continued on more than one day, the person who committed the offence is liable to be convicted for a separate offence for each day on which it is committed or continued.

14. Performance measurement and evaluation

The Performance Measurement and Evaluation Plan (PMEP) describes the desired outcomes of the Regulations and establishes indicators to assess the performance of the Regulations in achieving these outcomes. The PMEP package comprises three documents:

- the Performance Measurement and Evaluation Plan, which details the regulatory evaluation process;
- the logic model, which provides a simplified visual walkthrough of the regulatory evaluation process; and
- the table of indicators, which lists clear performance indicators and associated targets, where applicable, in order to track the progress of each outcome of the Regulations.

The three documents complement each other and allow the reader to gain a clear understanding of the outcomes of the Regulations, the performance indicators, as well as the evaluation process.

Outcomes

The PMEP details the suite of outcomes for each unit as they comply with the Regulations. These outcomes include the following:

- Upon publication of the Regulations, the regulated community will become aware of the Regulations and meet the reporting requirements, when applicable (immediate outcome).
- Then, as the performance standard enters into force for a unit of a given vintage, the owner/operator of this unit will meet the performance standard, make use of time-limited flexibility

- à l'environnement, s'il y a eu action délibérée de la part du contrevenant, s'il s'agit d'une récidive et s'il y a eu tentative de dissimuler de l'information ou de contourner, d'une façon ou d'une autre, les objectifs et les exigences de la Loi;
- L'efficacité du moyen employé pour obliger le contrevenant présumé à obtempérer. Le but visé consiste à faire respecter la Loi dans les meilleurs délais tout en empêchant les récidives. Les facteurs à considérer comprennent le dossier du contrevenant en ce qui concerne l'observation de la Loi, sa volonté de collaborer avec les agents d'application de la loi et la preuve qu'il a déjà pris des mesures correctives;
- Uniformité dans l'application : Les agents d'application de la loi tiendront compte de ce qui a été fait dans des cas semblables pour décider des mesures à prendre afin de faire appliquer la Loi.

13.3 Sanctions

Sous réserve de l'entrée en vigueur de l'article 72 du chapitre 14 de la *Loi sur le contrôle d'application de lois environne-mentales*, tout auteur d'une infraction à la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* encourt : a) par mise en accusation, une amende maximale d'un million de dollars et un emprisonnement maximal de trois ans, ou l'une de ces peines; b) par procédure sommaire, une amende maximale de trois cent mille dollars et un emprisonnement maximal de six mois, ou l'une de ces peines.

Il peut être compté une infraction distincte à la LCPE (1999) pour chacun des jours au cours desquels se commet ou se continue l'infraction.

14. Mesures de rendement et évaluation

Le plan d'évaluation et de mesure du rendement (PÉMR) décrit les résultats souhaités du Règlement et établit des indicateurs pour évaluer le rendement du Règlement dans l'atteinte de ces objectifs. La trousse de ce plan se compose de trois documents :

- le plan d'évaluation et de mesure du rendement, qui décrit en détail le processus d'évaluation réglementaire;
- le modèle logique, qui offre une révision visuelle simplifiée du processus d'évaluation réglementaire;
- le tableau des indicateurs, qui énumère les indicateurs de rendement clairs et les cibles associées, s'il y a lieu, afin d'effectuer un suivi des progrès de chaque résultat du Règlement.

Ces trois documents se complètent et permettent au lecteur de bien comprendre les résultats du Règlement, les indicateurs de rendement, ainsi que le processus d'évaluation.

Résultats

Le plan d'évaluation et de mesure du rendement présente de façon détaillée l'ensemble des résultats pour chaque groupe à mesure qu'ils se conforment au Règlement. Ces résultats comprennent :

- Dès la publication du Règlement, la collectivité réglementée prendra conscience du Règlement et répondra aux exigences en matière de déclaration, s'il y a lieu (résultat immédiat).
- Ensuite, alors que la norme de rendement entre en vigueur pour un groupe d'une génération donnée, le propriétaire ou

- mechanisms, invest in CCS technology, or retire the unit (intermediate outcome).
- In all cases, these cumulative actions will progressively contribute to the final outcomes and intended objective of the Regulations: reducing GHG emissions from coal-fired generation, and decreasing the proportion of electricity generated by high-emitting coal-fired sources (final outcome).

As a key feature of the Regulations, units will become subject to the performance standard requirements as well as to compliance and promotion activities gradually, depending on when they reach their respective end of useful life date. As a result, the outcomes, such as anticipated reductions in GHG emissions, will take place progressively and accumulate over time.

Performance indicators and evaluation

Clear, quantitative indicators and targets, where applicable, were defined for each outcome — immediate, intermediate and final — and will be tracked on a yearly basis. In addition, a compilation assessment will be conducted every five years starting in 2020 to gauge the performance of every indicator against the identified targets. This regular review process will allow the Department to clearly detail the impact of the Regulations on the coal-fired electricity generation sector as more and more units become subject to the regulatory requirements, and to evaluate the performance of the Regulations in reaching the intended targets. The five-year compilation review also respects the expected capital stock turnover timelines for this industry.

These performance indicators are available in the table of indicators, and make direct references to the outcomes listed in the logic model.

15. Contacts

Caroline Blais
Director
Electricity and Combustion Division
Environment Canada
351 Saint-Joseph Boulevard
Gatineau, Quebec
K1A 0H3
Telephone: 819-994-6272
Fax: 819-994-9938

Email: ecd-dec@ec.gc.ca Brenda Tang Acting Director

Regulatory Analysis and Valuation Division

Environment Canada 10 Wellington Street Gatineau, Quebec K1A 0H3

Telephone: 819-997-5755 Fax: 819-953-3241

Email: RAVD.DARV@ec.gc.ca

exploitant de ce groupe répondra à la norme de rendement, utilisera des mécanismes de souplesse limités dans le temps, investira dans la technologie de captage et de séquestration du carbone ou cessera d'utiliser le groupe (résultat intermédiaire).

 Dans tous les cas, ces mesures cumulatives contribueront progressivement aux résultats finaux et à l'objectif du Règlement : réduction des émissions de gaz à effet de serre et réduction de la proportion d'électricité produite à partir de sources alimentées au charbon à fortes émissions (résultat final).

L'une des caractéristiques clés du Règlement est que les groupes sont soumis aux exigences de la norme de rendement, de même qu'aux activités progressives de conformité et de promotion qui dépendent du moment où ils atteignent leur date de fin de vie utile. Par conséquent, les résultats, comme les réductions prévues des émissions de gaz à effet de serre, auront lieu progressivement et s'accumulent au fil du temps.

Indicateurs de rendement et évaluation

Des indicateurs et des objectifs clairs et quantitatifs, le cas échéant, ont été définis pour chaque résultat — immédiat, intermédiaire et final — et seront suivis sur une base annuelle. De plus, une évaluation de la compilation sera effectuée tous les cinq ans dès 2020 afin d'évaluer le rendement de chaque indicateur par rapport aux objectifs définis. Ce processus d'examen régulier permettra au Ministère de documenter clairement l'impact du Règlement sur le secteur de la production d'électricité à partir du charbon à mesure qu'un plus grand nombre de groupes seront soumis aux exigences réglementaires, de même que d'évaluer le rendement du Règlement dans l'atteinte des cibles prévues. L'examen de la compilation quinquennale respecte également les délais de rotation du stock de capital pour cette industrie.

Ces indicateurs de rendement sont présentés dans le tableau des indicateurs et renvoient directement aux résultats énumérés dans le modèle logique.

15. Personnes-ressources

Caroline Blais
Directrice
Division de l'électricité et de la combustion
Environnement Canada
351, boulevard Saint-Joseph
Gatineau (Québec)
K1A 0H3
Téléphone: 819-994-6272
Télécopieur: 819-994-9938
Courriel: ecd-dec@ec.gc.ca

Brenda Tang
Directrice par intérim
Division de l'analyse réglementaire et du choix d'instrument
Environnement Canada

10, rue Wellington Gatineau (Québec) K1A 0H3

Téléphone: 819-997-5755 Télécopieur: 819-953-3241 Courriel: RAVD.DARV@ec.gc.ca Registration SI/2012-68 September 12, 2012

JOBS, GROWTH AND LONG-TERM PROSPERITY ACT

Order Fixing August 20, 2012 as the Day on which Division 12 of the Act Comes into Force

P.C. 2012-1020 August 20, 2012

His Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of Public Safety and Emergency Preparedness, pursuant to section 374 of the *Jobs, Growth and Long-term Prosperity Act*, chapter 19 of the Statutes of Canada, 2012, fixes August 20, 2012 as the day on which Division 12 of that Act comes into force.

EXPLANATORY NOTE

(This note is not part of the Order.)

Proposal

This Order brings into force the *Integrated Cross-Border Law Enforcement Operations Act*, which was Division 12 of Bill C-38, an Act to implement certain provisions of the budget tabled in Parliament on March 29, 2012, and other measures that received Royal Assent on June 29, 2012, and that implements the *Framework Agreement on Integrated Cross-Border Maritime Law Enforcement Operations between the Government of Canada and the Government of the United States of America*, which was signed in 2009.

Objective

To proclaim into force legislation, which will permit Canada to give effect to the Framework Agreement on Integrated Cross-Border Maritime Law Enforcement Operations between the Government of Canada and the Government of the United States of America. It will allow for the deployment of regularized integrated cross-border maritime law enforcement operations (also known as "Shiprider") in shared waters by the Royal Canadian Mounted Police (RCMP) and the United States Coast Guard, as well as their Canadian and U.S. law enforcement partners (e.g. Ontario Provincial Police, Sûreté du Québec, New York State Police).

The implementation of integrated cross-border maritime law enforcement operations is a key commitment of the joint Canada–United States *Beyond the Border: A Shared Vision for Perimeter Security and Economic Competitiveness*, announced by the Prime Minister and the U.S. President in February 2011. Specifically, the regularization of Shiprider operations by summer 2012 is an initiative under the "Beyond the Border" Action Plan announced in December 2011.

Enregistrement TR/2012-68 Le 12 septembre 2012

LOI SUR L'EMPLOI, LA CROISSANCE ET LA PROSPÉRITÉ DURABLE

Décret fixant au 20 août 2012 la date d'entrée en vigueur de la section 12 de la loi

C.P. 2012-1020 Le 20 août 2012

Sur recommandation du ministre de la Sécurité publique et de la Protection civile et en vertu de l'article 374 de la *Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable*, chapitre 19 des Lois du Canada (2012), Son Excellence le Gouverneur général en conseil fixe au 20 août 2012 la date d'entrée en vigueur de la section 12 de cette loi.

NOTE EXPLICATIVE

(Cette note ne fait pas partie du Décret.)

Proposition

Le présent décret vise l'entrée en vigueur de la Loi sur les opérations transfrontalières intégrées de contrôle d'application de la loi, qui figure à la section 12 du projet de loi C-38. Il s'agit d'une loi portant sur la mise en œuvre de certaines dispositions prévues au budget déposé devant le Parlement le 29 mars 2012 et d'autres mesures qui ont reçu la sanction royale le 29 juin 2012 et qui portent sur la création de l'Accord cadre sur les opérations intégrées transfrontalières maritimes d'application de la loi entre le gouvernement du Canada et le gouvernement des États-Unis, qui a été signé en 2009.

Objectif

Le Décret vise à promulguer cette loi, qui permettrait au Canada de faire entrer en vigueur l'Accord cadre sur les opérations intégrées transfrontalières maritimes d'application de la loi entre le gouvernement du Canada et le gouvernement des États-Unis. Elle contribuerait également à la mise en œuvre d'opérations transfrontalières maritimes intégrées conformes en matière d'application de la loi (aussi connues sous le nom de Shiprider) dans les eaux communes entre la Gendarmerie royale du Canada (GRC) et la garde côtière américaine, ainsi que leurs partenaires canadiens et américains responsables de l'application de la loi (par exemple la Police provinciale de l'Ontario, la Sûreté du Québec et la police de l'État de New York).

La mise en œuvre d'opérations transfrontalières maritimes intégrées conformes en matière d'application de la loi est un engagement clé de l'initiative conjointe *Par-delà la frontière : une vision commune de la sécurité et de la compétitivité économique à l'intérieur du périmètre* entre le Canada et les États-Unis, annoncée par le premier ministre et le président des États-Unis en février 2011. Plus particulièrement, la régularisation des opérations Shiprider avant l'été 2012 est une initiative entreprise dans le cadre du Plan d'action « Par-delà la frontière », annoncé en décembre 2011.

This initiative is also directly linked to the 2011 Speech from the Throne, which announced that Canada would "strengthen our collaboration to streamline and secure the border ... ensuring that people and goods can flow freely and safely between our two countries" and the 2012 Budget, which stated that Canada would launch "the Action Plan on Perimeter Security and Economic Competitiveness.... These agreements create a new, modern border for a new century. The Action Plan on Perimeter Security and Economic Competitiveness provides a practical road map for speeding up legitimate trade and travel across the Canada-U.S. border, while enhancing security."

Background

Both Canada and the United States have a mutual interest in the security of their shared border and are committed to increasing respective law enforcement capacities to deter, target, investigate, interdict and prosecute people or groups that pose a public safety or security threat to either or both nations.

Security and policing gaps and vulnerabilities continue to be identified by Canadian and U.S. law enforcement authorities along the 8 891 km-long international boundary between both countries. This is due, in part, to the fact that criminal organizations are not restricted by jurisdictional boundaries and that they seek to exploit these seams at international borders for illicit purposes.

Recent threat assessments conducted by Canadian and U.S. law enforcement agencies, such as the 2011 Canada–United States Integrated Border Enforcement Team Threat Assessment and the United States–Canada Joint Border Threat and Risk Assessment, identify organized crime as the most prevalent threat encountered at the shared border. This includes significant levels of contraband trafficking, ranging from illicit drugs and tobacco to firearms and human smuggling.

Law enforcement agencies working at and near the Canada—U.S. border are increasingly confronted with responding to and investigating, criminal activity that extends beyond their respective national boundaries. Cross-boundary investigations are hindered by the fact that law enforcement officers do not retain peace officer status outside of their respective jurisdictions. Organized crime groups are aware of these jurisdictional limitations and use them to their advantage in order to evade arrest and subsequent prosecution when involved in cross-border criminality.

The concept of integrated cross-border maritime law enforcement operations is a marked departure from the existing and traditional cooperative partnership approach to conducting border law enforcement activities. Guided by agreed-upon principles (i.e. respect for sovereignty and domestic rule of law, reciprocity, joint governance, oversight and accountability), specially trained and designated Canadian and U.S. law enforcement officers, working in integrated teams, would be authorized to enforce the law on shared waters. Working together, these integrated teams

De plus, cette initiative est directement liée au discours du Trône de 2011, qui annonçait que le Canada allait renforcer « notre collaboration en vue de moderniser et défendre notre frontière [...] afin d'assurer la circulation libre et sûre des personnes et des biens entre nos deux pays », et le Budget 2012, qui stipule que le Canada va lancer « le Plan d'action sur la sécurité du périmètre et la compétitivité économique [...] Ces accords permettront de créer une nouvelle frontière moderne pour le siècle à venir. Le Plan d'action sur la sécurité du périmètre et la compétitivité économique fournit une feuille de route concrète pour accélérer le commerce légitime et les déplacements à la frontière Canada-États-Unis, tout en renforçant la sécurité. »

Contexte

Le Canada et les États-Unis partagent un intérêt commun en ce qui concerne la sécurité de leur frontière commune et s'engagent à augmenter leurs capacités d'application de la loi respectives pour détecter et cibler les personnes ou les groupes qui posent une menace à la sûreté ou à la sécurité publique de l'un des pays ou des deux pays, ainsi que pour mener des enquêtes à leur égard, leur interdire le passage et les poursuivre.

Les autorités canadiennes et américaines responsables de l'application de la loi continuent de déterminer les lacunes et les vulnérabilités en matière de sécurité et de services de police le long de la frontière internationale de 8 891 km entre les deux pays. Celles-ci sont en partie attribuables au fait que les organisations criminelles ne sont pas contraintes à des limites territoriales et qu'elles cherchent à exploiter ces lacunes aux frontières internationales à des fins illicites.

De récentes évaluations de la menace effectuées par des organismes canadiens et américains responsables de l'application de la loi, comme l'Évaluation des menaces 2011 des équipes intégrées de la police des frontières canado-américaines et l'Évaluation conjointe des menaces et des risques à la frontière entre les États-Unis et le Canada, considèrent le crime organisé comme la principale menace à la frontière commune. Les activités criminelles comprennent une quantité d'activités de contrebande parmi lesquelles on compte le trafic de drogues illicites, de tabac et d'armes à feu ainsi que le passage de migrants clandestins.

Les organismes d'application de la loi qui travaillent à la frontière canado-américaine ou près de celle-ci sont de plus en plus appelés à intervenir dans le cadre d'activités criminelles qui s'étendent au-delà de leurs frontières nationales respectives et à mener des enquêtes sur ces dernières. Les enquêtes transfrontalières sont entravées par le fait que les agents d'application de la loi ne peuvent pas préserver leur statut d'agent de la paix à l'extérieur de leur administration respective. Les groupes criminels organisés sont conscients de ces limites territoriales et les utilisent à leur avantage pour tenter de fuir les autorités et pour éviter les poursuites subséquentes lorsqu'ils sont impliqués dans des activités criminelles transfrontalières.

Le concept d'opérations transfrontalières maritimes intégrées de contrôle d'application de la loi constitue un écart marqué par rapport à l'approche de partenariat coopératif existante et traditionnelle en matière d'activités d'application de la loi à la frontière. Orientés par des principes établis d'un commun accord (c'est-à-dire respect de la souveraineté et de la primauté du droit des deux pays, réciprocité, gouvernance, surveillance et reddition de comptes conjointes), des agents d'application de la loi canadiens et américains désignés ayant reçu une formation particulière

will be able to transit back and forth across the border to deal with cross-border criminality. All operations will be conducted under the direction and control of law enforcement officers of the "host" country, will be subject to the domestic laws of the "host" country and will be assisted by the law enforcement officers of the "visiting" country. For example, when an integrated team is operating in Canadian waters, U.S. officers will be under the direction of the Canadian officer on board. The reverse would occur when integrated teams are conducting operations in the United States.

To test the integrated operations concept, Canada and the United States authorized two Shiprider pilot projects between the RCMP and the United States Coast Guard in 2005 at Windsor/Detroit, and in 2007 at Vancouver/Blaine and Cornwall/Massena. These pilot projects were undertaken to help assess the desirability and viability of conducting integrated cross-border maritime law enforcement operations.

Joint evaluations of the Shiprider pilot projects confirmed that integrated cross-border maritime law enforcement operations created a force multiplier and enhanced the operational flexibility of Canadian and U.S. law enforcement by enabling seamless, continuous law enforcement activities across the border. This approach made better use of existing resources and provided an enhanced security posture along the marine border by facilitating more effective targeting, investigation and interdiction of criminals operating on shared waters.

In short, the Shiprider pilot projects had a measureable impact on cross-border criminal activity and they removed the border as an impediment to effective border policing. For example, during the 2007 Cornwall/Massena pilot project, RCMP and United States Coast Guard officers participated in more than 187 boardings and logged in excess of 1 200 patrol hours, a substantial increase in patrol hours from the 2005 exercise. These operations were directly tied to several interdictions, including the seizure of 215 pounds of marijuana, worth US\$330,000, by the Akwesasne Mohawk Police Service, and the seizure of 1 420 000 contraband cigarettes, \$2,035 in Canadian currency, and vessels and vehicles with a total approximate value of \$75,000. In 39 separate incidents, these teams contributed to 41 arrests, with 6 arrests made directly by the integrated marine teams. Given their ability to conduct law enforcement on both sides of the St. Lawrence, the integrated marine teams were also directly involved in the recovery of an abducted child in the Cornwall area. On the West Coast, the RCMP and United States Coast Guard officers issued 27 safety violations, as well as the detention of two individuals who were remanded to the custody of the appropriate U.S. County Sheriff's Office for suspicion of driving under the influence, and one individual cited for significant illegal commercial fishing violations.

Based on the results of the pilot projects, the Government approved, in November 2007, a mandate for Foreign Affairs and

et travaillant au sein d'équipes intégrées seront autorisés à appliquer la loi dans les eaux communes. Ces équipes intégrées, qui collaboreront, pourront aller et venir d'un côté et de l'autre de la frontière pour lutter contre la criminalité transfrontalière. Toutes les opérations seront menées sous la direction et le contrôle des agents d'application de la loi du pays hôte, seront assujetties aux lois nationales en vigueur dans le pays hôte et seront appuyées par des agents d'application de la loi du pays visiteur. Par exemple, lorsqu'une équipe intégrée devra mener des opérations dans les eaux canadiennes, les agents américains devront travailler sous la direction de l'agent canadien à bord du navire. La situation inverse se produira lorsque des équipes intégrées devront mener des opérations en sol américain.

Pour mettre à l'essai le concept d'opérations intégrées, le Canada et les États-Unis ont autorisé la mise en œuvre de deux projets pilotes Shiprider entre la GRC et la garde côtière américaine en 2005, à Windsor/Détroit, et en 2007, à Vancouver/Blaine et à Cornwall/Massena. Ces projets pilotes ont été mis en œuvre pour aider à évaluer le bien-fondé et la viabilité des opérations transfrontalières maritimes intégrées de contrôle d'application de la loi

Des évaluations conjointes des projets pilotes Shiprider ont confirmé que les opérations transfrontalières maritimes intégrées de contrôle d'application de la loi ont permis de créer un multiplicateur de force et d'accroître la flexibilité opérationnelle des agents d'application de la loi canadiens et américains en leur permettant de mener des activités transfrontalières d'application de la loi continues et uniformes. Cette approche a contribué à une meilleure utilisation des ressources existantes et a fourni une posture de sécurité accrue le long de la frontière maritime en améliorant la détection des criminels et la tenue d'enquêtes à leur égard, ainsi qu'en les empêchant de mener leurs activités dans les eaux communes.

En somme, les projets pilotes Shiprider ont eu une incidence concrète sur les activités criminelles transfrontalières et ont permis de faire en sorte que la frontière ne constitue plus un obstacle pour rendre des services de police frontaliers efficaces. À titre d'exemple, pendant le projet pilote de 2007 à Cornwall/ Massena, les agents de la GRC et de la garde côtière américaine ont participé à plus de 187 embarquements et ont effectué plus de 1 200 heures de patrouille, ce qui représente une augmentation substantielle par rapport à l'exercice de 2005. Ces opérations étaient directement liées à plusieurs mesures d'interdiction, notamment la saisie de 215 livres de marihuana, équivalant à 330 000 \$ US, par le Service de police des Mohawks d'Akwesasne, ainsi que la saisie de 1 420 000 cigarettes de contrebande (2 035 \$ en devises canadiennes) et de navires et de véhicules d'une valeur approximative totale de 75 000 \$. Dans 39 incidents distincts, ces équipes ont contribué à 41 arrestations, dont 6 ont été effectuées directement par les équipes maritimes intégrées. Compte tenu de leur compétence à mener des opérations d'application de la loi sur les deux rives du Saint-Laurent, les équipes maritimes intégrées ont aussi contribué au retour d'un enfant enlevé dans la région de Cornwall. Sur la côte Ouest, les agents de la GRC et de la garde côtière américaine ont signalé 27 manquements à la sécurité et ont détenu deux individus qui ont été placés sous la garde du bureau du shérif du comté concerné, parce qu'ils étaient soupçonnés de conduite en état d'ébriété, ainsi qu'un individu qui était accusé d'avoir commis des manquements graves liés à la pêche commerciale illégale.

En fonction des résultats des projets pilotes, le gouvernement a approuvé, en novembre 2007, le mandat du ministère des Affaires

International Trade Canada, Public Safety Canada and Justice Canada to negotiate a framework agreement with the United States to govern the deployment of regular Shiprider operations. Negotiations concluded during early spring 2009 and the Shiprider Framework Agreement was signed by the Minister of Public Safety and the U.S. Secretary for Homeland Security in May 2009.

The legislation was introduced to Parliament as part of the *Budget Implementation Act* on April 27, 2012, and received Royal Assent on June 29, 2012, with a view to enabling the deployment of regularized Shiprider operations in summer 2012.

Implications

Shiprider operations will have operational and legal impacts on some key federal agencies, particularly the RCMP, where the Commissioner will be identified as the central authority to manage integrated cross-border law enforcement operations. Operations will also have an impact on the Public Prosecution Service of Canada (i.e. prosecution of offences under federal statutes other than the *Criminal Code*, of certain offences under the *Criminal Code*, and an ongoing law enforcement advisory function on prosecution-related issues).

While provincial attorneys general have primary responsibility for the prosecution of *Criminal Code* offences, it is not anticipated that prosecutions arising out of Shiprider operations will have a significant impact on provincial prosecutions (e.g. caseloads). Rather, it is expected that the majority of the prosecutions arising in the context of such operations will fall to the Attorney General of Canada either because the offences most likely to be investigated fall under federal legislation other than the *Criminal Code* (e.g. the *Controlled Drugs and Substances Act*, the *Customs Act*, the *Immigration and Refugee Protection Act*, the *Excise Act*) or because the *Criminal Code* expressly provides for shared jurisdiction with respect to these offences (e.g. importing and exporting firearms, "terrorist activity," "criminal organization offences").

Regularized Shiprider operations could lead to public questions about the perceived erosion of Canadian sovereignty. The risks are mitigated through the articulation of guiding principles and key elements that will be required components of any integrated operation. This will include a requirement that all law enforcement activities undertaken in Canada will be in accordance with Canadian law and policy, and all integrated cross-border law enforcement operations taking place within Canadian territory will be carried out under the direction and control of a Canadian law enforcement officer and be subject to domestic oversight provisions.

Consultation

Key stakeholders, including the provincial attorneys general and ministers responsible for policing; police associations; a number of local government officials and Aboriginal groups in close proximity to the border; civilian law enforcement oversight bodies; and the Canadian Bar Association, Barreau du Québec and defence lawyers associations, across Canada were consulted in writing on the concept of integrated cross-border law enforcement during 2008–2009. In general, there was consensus that if

étrangères et du Commerce international, de Sécurité publique Canada et du ministère de la Justice Canada de négocier un accord cadre avec les États-Unis afin de régir la mise en œuvre des opérations régulières Shiprider. Les négociations ont abouti au début du printemps 2009, et l'accord cadre Shiprider a été signé par le ministre de la Sécurité publique et la secrétaire de la sécurité intérieure des États-Unis en mai 2009.

Le projet de loi a été déposé devant le Parlement dans le cadre de la *Loi d'exécution du budget* le 27 avril 2012 et a reçu la sanction royale le 29 juin 2012 afin de permettre la mise en œuvre des opérations Shiprider à l'été 2012.

Répercussions

Les opérations Shiprider auront des répercussions opérationnelles et juridiques sur certains organismes fédéraux clés, plus particulièrement la GRC, puisque le commissaire sera considéré comme l'autorité centrale responsable de la gestion des opérations transfrontalières intégrées de contrôle d'application de la loi. Les opérations auront également une incidence sur le Service des poursuites pénales du Canada (par exemple les poursuites pour des infractions prévues à des lois et règlements fédéraux autres que le *Code criminel* et de certaines infractions en vertu du *Code criminel*, et fonction consultative permanente en matière d'application de la loi à propos de problèmes liés à des poursuites).

Même s'il est de la responsabilité première des procureurs généraux des provinces de mener des poursuites relativement à des infractions au Code criminel, on ne s'attend pas à ce que les poursuites menées dans le cadre des opérations Shiprider aient une incidence majeure sur les poursuites provinciales (par exemple le nombre de cas). On prévoit plutôt que la majorité des poursuites menées dans le cadre de telles opérations seront du ressort du procureur général du Canada, soit parce que les infractions plus susceptibles de faire l'objet d'une enquête sont régies par des lois fédérales autres que le Code criminel (par exemple la Loi réglementant certaines drogues et autres substances, la Loi sur les douanes, la Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés, la Loi sur l'accise), soit parce que le Code criminel prévoit expressément une compétence partagée en ce qui concerne ces infractions (par exemple l'importation et l'exportation d'armes à feu, les activités terroristes, les organisations criminelles).

Les opérations régulières du programme Shiprider pourraient entraîner un questionnement de la part du public relativement à l'érosion perçue de la souveraineté canadienne. Les risques sont atténués par l'articulation de principes directeurs et d'éléments principaux qui seront des composantes nécessaires à toute opération intégrée. Parmi ces éléments figurent l'obligation que toutes les activités d'application de la loi entreprises au Canada soient conformes aux lois et aux politiques canadiennes et que toutes les opérations transfrontalières intégrées de contrôle d'application de la loi en sol canadien soient menées sous la direction d'un agent d'application de la loi canadien et soient assujetties aux dispositions législatives nationales en matière de surveillance.

Consultation

Des intervenants clés, comme les procureurs généraux des provinces et les ministres responsables des services de police, les associations de police, un certain nombre de représentants d'administrations locales et de groupes autochtones qui se situent très près de la frontière, des organismes de surveillance civile en matière d'application de la loi, l'Association du Barreau canadien, le Barreau du Québec et des associations d'avocats de la défense dans tout le Canada, ont été consultés dans la rédaction

integrated law enforcement operations are to become regularized, issues, such as designation, authorities and control, training, implementation of necessary legislation, established protocols and procedures, accountability, agreed-upon enforcement standards and information sharing, would need to be effectively addressed in a framework agreement.

In August 2011, the Beyond the Border Working Group released its summary of public consultations entitled *Perimeter Security and Economic Competitiveness: a Report on Consultations on Perimeter Security and Economic Competitiveness between Canada and the United States.* Many submissions from individual Canadians expressed concern about integrated law enforcement and were specifically focused on information sharing, loss of national sovereignty, the protection of civil liberties and redress.

Other stakeholders, such as the Canadian Council of Chief Executives and the Customs and Immigration Union, called for the expansion of bilateral law enforcement partnerships. The Federation of Canadian Municipalities and some border communities/ provinces, such as Saskatchewan and Ontario, recommended a deeper level of engagement with municipal police forces as part of the development of joint enforcement programs. The Assembly of First Nations recommended that First Nations in both countries be included in cross-border law enforcement activities. The Canadian Civil Liberties Association called for protocols that will prohibit the secondary use of information obtained in the context of a cross-border law enforcement operation. The Privacy Commissioner asked that privacy protection be applied to activities.

All issues identified by stakeholders were also identified by Canadian officials prior to commencement of bilateral negotiations and were addressed in the Framework Agreement and/or the *Integrated Cross-Border Law Enforcement Operations Act*, or will be addressed through the development of standard operating procedures and/or potential expansion of the program in the future.

Contact

For additional information, please contact

Stephen Bolton Director Border Law Enforcement Strategies Division Public Safety Canada Telephone: 613-991-4245 du concept d'opérations transfrontalières intégrées de contrôle d'application de la loi au cours de l'exercice 2008-2009. Il y avait consensus général parmi tous les intervenants sur le fait que si les opérations transfrontalières intégrées étaient régularisées, des enjeux tels que la désignation, les pouvoirs et le contrôle, la formation, la mise en application des dispositions législatives nécessaires, les procédures et protocoles établis, l'obligation de rendre compte, les normes de mise en application convenues et l'échange de renseignements devraient en effet être traités dans un accord cadre.

En août 2011, le Groupe de travail Par-delà la frontière a publié un document intitulé *Résumé des consultations réalisées auprès des Canadiens concernant la coopération en matière de réglementation entre le Canada et les États-Unis*. Bon nombre de demandes de Canadiens individuels exprimaient des préoccupations au sujet des opérations transfrontalières intégrées de contrôle d'application de la loi et portaient expressément sur l'échange d'information, la perte de souveraineté nationale, la protection des libertés civiles et les mécanismes de recours.

D'autres intervenants, comme le Conseil canadien des chefs d'entreprise et le Syndicat des douanes et de l'immigration, ont plaidé en faveur de l'élargissement des partenariats bilatéraux existants en matière d'application de la loi. La Fédération canadienne des municipalités et certaines collectivités et provinces frontalières, telles la Saskatchewan et l'Ontario, ont recommandé un niveau plus élevé de participation des services de police municipaux dans l'élaboration de programmes conjoints d'application de la loi. L'Assemblée des Premières Nations a recommandé que les Premières Nations dans les deux pays participent aux activités transfrontalières d'application de la loi. L'Association canadienne des libertés civiles a plaidé en faveur de la création de protocoles qui interdiraient l'utilisation secondaire d'information obtenue dans le contexte d'une opération transfrontalière d'application de la loi. Le Commissaire à la protection de la vie privée a demandé que les mesures de protection de la vie privée soient appliquées dans le cadre des activités.

Tous les enjeux cernés par les intervenants ont aussi été déterminés par les représentants canadiens avant le début des négociations bilatérales et ils ont été réglés dans l'accord cadre ou la *Loi sur les opérations transfrontalières intégrées de contrôle d'application de la loi*, ou ils le seront grâce à l'élaboration de procédures opérationnelles normalisées ou à l'élargissement possible du programme dans le futur.

Personne-ressource

Pour obtenir des renseignements supplémentaires, n'hésitez pas à communiquer avec :

Stephen Bolton Directeur Division des stratégies d'application de la loi aux frontières Sécurité publique Canada Téléphone : 613-991-4245 Registration SI/2012-69 September 12, 2012

BROADCASTING ACT

Order Declining to Refer Back to the CRTC Decision CRTC 2012-308

P.C. 2012-1043 August 20, 2012

Whereas the Canadian Radio-television and Telecommunications Commission ("the Commission") rendered Broadcasting Decision CRTC 2012-308 on May 24, 2012, in which it approved

- (a) an application by Multicultural Broadcasting Corporation Inc. for a broadcasting licence to operate a new ethnic commercial FM radio programming undertaking to serve Calgary, Alberta on frequency 106.7 MHz, channel 294B, with an average effective radiated power of 1,100 watts; and
- (b) an application by Jim Pattison Broadcast Group Ltd. (the general partner) and Jim Pattison Industries Ltd. (the limited partner), carrying on business as Jim Pattison Broadcast Group Limited Partnership ("Pattison"), for a broadcasting licence to operate a new English-language commercial FM radio programming undertaking to serve Calgary, Alberta on frequency 95.3 MHz, channel 237C1, with an average effective radiated power of 36,000 watts;

Whereas, subsequent to the rendering of that Decision, the Governor in Council received a petition requesting that the decisions to approve the applications by Multicultural Broadcasting Corporation Inc. and Pattison be set aside or referred back to the Commission for reconsideration and hearing of the matters;

And whereas the Governor in Council, having considered the petition, is not satisfied that the decisions to approve those applications derogate from the attainment of the objectives of the Canadian broadcasting policy set out in subsection 3(1) of the *Broadcasting Act*^a;

Therefore, His Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of Canadian Heritage, pursuant to section 28 of the *Broadcasting Act*^a, declines to set aside or refer back to the Commission for reconsideration and hearing Broadcasting Decision CRTC 2012-308 of May 24, 2012.

EXPLANATORY NOTE

(This note is not part of the Order.)

Proposal

To respond, by the statutory deadline of August 22, 2012, to a petition requesting the Governor in Council to set aside, or refer back to the Canadian Radio-television and Telecommunications Commission (CRTC) for reconsideration and hearing, Broadcasting Decision CRTC 2012-308, pursuant to section 28 of the *Broadcasting Act*.

Enregistrement TR/2012-69 Le 12 septembre 2012

LOI SUR LA RADIODIFFUSION

Décret refusant de renvoyer au CRTC la décision CRTC 2012-308

C.P. 2012-1043 Le 20 août 2012

Attendu que le Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes (le « Conseil ») a, dans sa décision de radiodiffusion CRTC 2012-308 du 24 mai 2012, approuvé chacune des demandes suivantes :

- a) Multicultural Broadcasting Corporation Inc. pour l'obtention d'une licence de radiodiffusion afin d'exploiter une nouvelle entreprise de programmation de radio FM commerciale à caractère ethnique en vue de desservir Calgary (Alberta) à la fréquence 106,7 MHz, canal 294B, avec une puissance apparente rayonnée moyenne de 1 100 watts;
- b) Jim Pattison Broadcast Group Ltd. (l'associé commandité) et Jim Pattison Industries Ltd. (l'associé commanditaire), faisant affaire sous le nom de Jim Pattison Broadcast Group Limited Partnership (« Pattison »), pour l'obtention d'une licence de radiodiffusion afin d'exploiter une nouvelle entreprise de programmation de radio FM commerciale de langue anglaise en vue de desservir Calgary (Alberta) à la fréquence 95,3 MHz, canal 237C1, avec une puissance apparente rayonnée moyenne de 36 000 watts;

Attendu que le gouverneur en conseil, à la suite de cette décision, a reçu une requête demandant l'annulation des décisions d'approuver les demandes de licence de radiodiffusion de Multicultural Broadcasting Corporation Inc. et de Pattison ou leur renvoi au Conseil pour réexamen et nouvelle audience;

Attendu que le gouverneur en conseil, après avoir examiné la requête, n'est pas convaincu que les décisions d'approuver ces demandes ne vont pas dans le sens des objectifs de la politique canadienne de radiodiffusion énoncés au paragraphe 3(1) de la *Loi sur la radiodiffusion*^a,

À ces causes, sur recommandation du ministre du Patrimoine canadien et en vertu de l'article 28 de la *Loi sur la radiodif-fusion*^a, Son Excellence le Gouverneur général en conseil refuse d'annuler ou de renvoyer au Conseil pour réexamen et nouvelle audience la décision de radiodiffusion CRTC 2012-308 du 24 mai 2012.

NOTE EXPLICATIVE

(Cette note ne fait pas partie du Décret.)

Proposition

De donner suite, avant le délai réglementaire du 22 août 2012, à une demande écrite demandant au gouverneur en conseil d'annuler, ou de renvoyer au Conseil de radiodiffusion et des télécommunications canadiennes (CRTC) pour réexamen et nouvelle audience, la décision de radiodiffusion CRTC 2012-308, conformément à l'article 28 de la *Loi sur la radiodiffusion*.

^a S.C. 1991, c. 11

^a L.C. 1991, ch. 11

Objectives

- To communicate that the Government is not satisfied that Broadcasting Decision CRTC 2012-308 derogates from the attainment of the policy objectives set out in subsection 3(1) of the *Broadcasting Act*.
- To allow the launch of two new radio services in Calgary to proceed, one ethnic and one English-language.

Background

On June 30, 2011, the CRTC announced that it had received an application by Harvard Broadcasting Inc. for a broadcasting licence to operate an English-language commercial radio service for Calgary and called for applications from other parties wishing to obtain a radio licence (or licences) to serve this area. Among its eligibility criteria for the public hearing, the CRTC requested that all frequencies proposed by the applicants be deemed technically acceptable by Industry Canada prior to the hearing. The CRTC received 11 competing applications that were considered at a public hearing held in Calgary in February 2012.

On May 24, 2012, the CRTC issued Broadcasting Decision CRTC 2012-308, in which it approved two applications: Multicultural Broadcasting Corporation Inc. (MBC) received a broadcasting licence to operate a new ethnic commercial radio station at 106.7 FM; and Jim Pattison Broadcast Group Ltd. (the general partner) and Jim Pattison Industries Ltd. (the limited partner), carrying on business as Jim Pattison Broadcast Group Limited Partnership (Pattison) received a broadcasting licence to operate a new English-language commercial radio station at 95.3 FM. The CRTC denied the other nine competing applications.

The CRTC evaluated all 11 applications to serve the Calgary market in light of the following factors, as set out in Decision CRTC 1999-480: the quality of the application; the diversity of news voices in the Calgary radio market; the level of market impact; and competitive balance. After considering the applications in light of these criteria, the CRTC found that the proposals by MBC and Pattison best met the needs of the Calgary radio market.

A petition was received in June 2012 requesting that the Governor in Council set aside, or refer back for reconsideration and hearing, the CRTC decision to issue these two licences. In the petitioners' view, Broadcasting Decision CRTC 2012-308 derogated from the attainment of the policy objectives set out in subsection 3(1) of the *Broadcasting Act*, most notably subparagraph 3(1)(d)(iii) which states that the Canadian broadcasting system should reflect, among other things, the multicultural and multiracial nature of Canadian society.

Under section 28 of the *Broadcasting Act*, the Governor in Council may set aside a CRTC decision to issue a broadcasting licence or refer it back to the CRTC for reconsideration and hearing only if the Governor in Council is satisfied that it derogates from the attainment of the broadcasting policy objectives set out in the *Broadcasting Act*. In the present case, the Governor in Council was not satisfied that the decision derogated.

Objectifs

- De communiquer que le gouvernement n'est pas convaincu que la décision de radiodiffusion CRTC 2012-308 ne va pas dans le sens des objectifs de la politique canadienne de radiodiffusion énoncés au paragraphe 3(1) de la Loi sur la radiodiffusion.
- De permettre de procéder au lancement de deux nouveaux services de radio à Calgary, l'un à caractère ethnique et l'autre de langue anglaise.

Contexte

Le 30 juin 2011, le CRTC a annoncé qu'il avait reçu une demande de Harvard Broadcasting Inc. visant l'obtention d'une licence de radiodiffusion afin d'exploiter un service de radio commercial de langue anglaise à Calgary et a lancé un appel de demandes à l'intention d'autres parties intéressées à obtenir une ou des licences de radiodiffusion en vue de desservir cette région. Parmi les critères d'admissibilité énoncés dans l'avis d'audience publique, le CRTC a stipulé que toutes les fréquences proposées par les demandeurs devaient être jugées acceptables sur le plan technique par Industrie Canada avant la tenue de l'audience. Le CRTC a reçu 11 demandes concurrentes qui ont été examinées lors d'une audience publique tenue à Calgary en février 2012.

Le 24 mai 2012, le CRTC a rendu la décision de radiodiffusion CRTC 2012-308, par laquelle il approuvait deux demandes : Multicultural Broadcasting Corporation Inc. (MBC) a obtenu une licence de radiodiffusion afin d'exploiter une nouvelle station de radio commerciale à caractère ethnique au 106,7 FM, et Jim Pattison Broadcast Group Ltd. (l'associé commandité) et Jim Pattison Industries Ltd. (l'associé commanditaire), faisant affaire sous le nom de Jim Pattison Broadcast Group Limited Partnership (Pattison) a obtenu une licence de radiodiffusion pour exploiter une nouvelle station de radio commerciale de langue anglaise au 95,3 FM. Le CRTC a rejeté les neuf autres demandes concurrentes.

Le CRTC a analysé les 11 demandes en vue de desservir le marché de Calgary en tenant compte des facteurs pertinents tels qu'énoncés dans la décision CRTC 1999-480, soit : la qualité de la demande; la diversité des voix éditoriales dans le marché de Calgary; l'incidence sur le marché; et l'équilibre concurrentiel. Après avoir évalué les demandes en tenant compte de ces facteurs, le CRTC a jugé que les propositions de MBC et de Pattison répondaient le mieux aux besoins du marché radiophonique de Calgary.

Le gouverneur en conseil a reçu une demande écrite en juin 2012 lui demandant d'annuler ou de renvoyer au CRTC pour réexamen et nouvelle audience, la décision du CRTC d'attribuer ces deux licences. Selon les requérants, la décision de radiodiffusion CRTC 2012-308 n'allait pas dans le sens des objectifs énoncés au paragraphe 3(1) de la *Loi sur la radiodiffusion*, plus particulièrement le sous-alinéa 3(1)d)(iii) qui stipule que le système canadien de radiodiffusion devrait refléter, entre autres, le caractère multiculturel et multiracial de la société canadienne.

Conformément à l'article 28 de la *Loi sur la radiodiffusion*, le gouverneur en conseil ne peut qu'annuler la décision ou la renvoyer au CRTC pour réexamen et nouvelle audience, s'il est convaincu qu'elle ne va pas dans le sens des objectifs de politique énoncés dans la *Loi sur la radiodiffusion*. Dans le cas présent, le gouverneur en conseil n'était pas convaincu que la décision n'allait pas dans le sens de ces objectifs.

Implications

Allowing the launch of the two new commercial FM stations in Calgary, one ethnic and one English-language, is expected to bring increased programming diversity and an increased diversity of radio voices to the Calgary market, as well as new support for local Canadian content development.

Departmental contact

Scott Shortliffe
Deputy Director General
Broadcasting and Digital Communications Branch
Department of Canadian Heritage
Telephone: 819-997-9058

Répercussions

Permettre le lancement des deux nouvelles stations commerciales FM à Calgary, l'une à caractère ethnique et l'autre de langue anglaise, devrait permettre une diversité accrue de la programmation et des voix éditoriales dans le marché de Calgary, ainsi qu'un nouveau soutien au titre du développement local du contenu canadien.

Personne-ressource du ministère

Scott Shortliffe
Directeur général adjoint
Direction générale de la radiodiffusion et des communications numériques
Ministère du Patrimoine canadien
Téléphone: 819-997-9058

Registration

SI/2012-70 September 12, 2012

MINISTRIES AND MINISTERS OF STATE ACT

Order Assigning the Honourable Leona Aglukkaq to Assist the Minister of Foreign Affairs

P.C. 2012-1049 August 28, 2012

His Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Prime Minister, pursuant to section 11^a of the *Ministries and Ministers of State Act*^b, assigns the Honourable Leona Aglukkaq, a Minister of State to be styled Minister for the Arctic Council, to assist the Minister of Foreign Affairs in the carrying out of that Minister's responsibilities, effective August 28, 2012.

Enregistrement

TR/2012-70 Le 12 septembre 2012

LOI SUR LES DÉPARTEMENTS ET MINISTRES D'ÉTAT

Décret déléguant l'honorable Leona Aglukkaq auprès du ministre des Affaires étrangères

C.P. 2012-1049 Le 28 août 2012

Sur recommandation du premier ministre et en vertu de l'article 11^a de la *Loi sur les départements et ministres d'État*^b, Son Excellence le Gouverneur général en conseil délègue l'honorable Leona Aglukkaq, ministre d'État devant porter le titre de ministre du Conseil de l'Arctique, auprès du ministre des Affaires étrangères afin qu'elle lui prête son concours dans l'exercice de ses responsabilités.

Cette mesure prend effet le 28 août 2012.

^b R.S., c. M-8

^a S.C. 2003, c. 22, par. 224(z.50)

^a L.C. 2003, ch. 22, al. 224 z.50)

^b L.R., ch. M-8

Registration SI/2012-71 September 12, 2012

CANADA-JORDAN ECONOMIC GROWTH AND PROSPERITY ACT

Order Fixing October 1, 2012 as the Day on which the Act Comes into Force

P.C. 2012-1053 August 29, 2012

His Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister for International Trade, pursuant to section 46 of the *Canada–Jordan Economic Growth and Prosperity Act*, chapter 18 of the Statutes of Canada, 2012, fixes October 1, 2012 as the day on which that Act comes into force, other than sections 44 and 45, which came into force on assent.

EXPLANATORY NOTE

(This note is not part of the Order.)

The Act being brought into force implements the Free Trade Agreement and the related agreements on the environment and labour cooperation between Canada and the Hashemite Kingdom of Jordan, signed on June 28, 2009.

The general provisions of the Act specify that no recourse may be taken on the basis of the provisions of Part 1 of the Act or any order made under that Part, or the provisions of the Free Trade Agreement or the related agreements themselves, without the consent of the Attorney General of Canada.

Part 1 of the Act approves the Free Trade Agreement and the related agreements. It designates the Minister for International Trade as the principal representative of Canada on the Joint Commission and provides for the appointment by the Minister of other persons to represent Canada on any committee or subcommittee referred to in Article 13-1 of the Free Trade Agreement. It provides for the payment by Canada of its share of the expenditures associated with the operation of the institutional aspects of the Free Trade Agreement and authorizes the Governor in Council to make orders for carrying out the provisions of the Act.

Part 2 of the Act amends existing laws in order to bring them into conformity with Canada's obligations under the Canada-Jordan Free Trade Agreement and the related agreement on labour cooperation.

Part 3 of the Act provides that the provisions of the Act come into force on a day to be fixed by order of the Governor in Council.

Enregistrement TR/2012-71 Le 12 septembre 2012

LOI SUR LA CROISSANCE ÉCONOMIQUE ET LA PROSPÉRITÉ — CANADA-JORDANIE

Décret fixant au 1^{er} octobre 2012 la date d'entrée en vigueur de la loi

C.P. 2012-1053 Le 29 août 2012

Sur recommandation du ministre du Commerce international et en vertu de l'article 46 de la *Loi sur la croissance économique et la prospérité* — *Canada-Jordanie*, chapitre 18 des Lois du Canada (2012), Son Excellence le Gouverneur général en conseil fixe au 1^{er} octobre 2012 la date d'entrée en vigueur de cette loi, à l'exception des articles 44 et 45, lesquels sont entrés en vigueur à la sanction.

NOTE EXPLICATIVE

(Cette note ne fait pas partie du Décret.)

La mise en vigueur de la Loi met en œuvre l'Accord de libreéchange et les accords connexes sur l'environnement et sur la coopération dans le domaine du travail qui ont été signés par le Canada et le Royaume hachémite de Jordanie le 28 juin 2009.

Les dispositions générales de la Loi prévoient qu'aucun recours ne peut, sans le consentement du procureur général du Canada, être exercé sur la base des dispositions de la partie 1 de la Loi ou des décrets d'application de cette partie, non plus que sur le fondement des dispositions de l'Accord de libre-échange et des accords connexes eux-mêmes.

La partie 1 de la Loi approuve l'Accord de libre-échange et les accords connexes. La Loi prévoit que le ministre du Commerce international est le principal représentant du Canada auprès de la Commission mixte; elle prévoit également la nomination d'autres personnes par le ministre pour représenter le Canada aux comités, sous-comités, et groupes de travail visés à l'article 13-1 de l'Accord de libre-échange. La Loi prévoit le paiement par le Canada de sa part des frais liés au fonctionnement des aspects institutionnels de l'Accord de libre-échange et elle confère au gouverneur en conseil le pouvoir de prendre des décrets en vue de l'exécution des dispositions de la Loi.

La partie 2 de la Loi modifie certaines lois en vigueur afin de les rendre conformes aux obligations du Canada découlant de l'Accord de libre-échange et de l'accord connexe sur la coopération dans le domaine du travail.

La partie 3 de la Loi prévoit que les dispositions de la Loi entrent en vigueur à la date fixée par décret du gouverneur en conseil.

TABLE OF CONTENTS SOR: Statutory Instruments (Regulations) SI: Statutory Instruments and Other Documents (Other than Regulations)

Registration P.C. number number		Minister	Name of Statutory Instrument or Other Document	
SOR/2012-163		Public Safety and Emergency Preparedness	Regulations Amending the Manitoba Sex Offender Information Registration Regulations	1932
SOR/2012-164		Environment Health	Order Amending Schedule 3 to the Canadian Environmental Protection Act, 1999	1934
SOR/2012-165		Canadian Heritage	Regulations Amending the Broadcasting Distribution Regulations	1943
SOR/2012-166	2012-1051	Foreign Affairs and International Trade	Regulations Amending the Special Economic Measures (Syria) Regulations	1945
SOR/2012-167	2012-1060	Environment Health	Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations	1951
SI/2012-68	2012-1020	Public Safety and Emergency Preparedness	Order Fixing August 20, 2012 as the Day on which Division 12 of the Jobs, Growth and Long-term Prosperity Act Comes into Force	2092
SI/2012-69	2012-1043	Canadian Heritage	Order Declining to Refer Back to the CRTC Decision CRTC 2012-308	2097
SI/2012-70	2012-1049	Prime Minister	Order Assigning the Honourable Leona Aglukkaq to Assist the Minister of Foreign Affairs	2100
SI/2012-71	2012-1053	Foreign Affairs and International Trade	Order Fixing October 1, 2012 as the Day on which the Canada–Jordan Economic Growth and Prosperity Comes into Force	2101

x — revokes

INDEX SOR: Statutory Instruments (Regulations)

SI: Statutory Instruments and Other Documents (Other than Regulations)

Abbreviations: e — erratum n — new r — revises

Name of Statutory Instrument or Other Document Statutes	Registration number	Date	Page	Comments
Broadcasting Distribution Regulations — Regulations Amending	SOR/2012-165	29/08/12	1943	
Honourable Leona Aglukkaq to Assist the Minister of Foreign Affairs — Order Assigning	SI/2012-70	12/09/12	2100	n
Manitoba Sex Offender Information Registration Regulations — Regulations Amending	SOR/2012-163	21/08/12	1932	
Order Declining to Refer Back to the CRTC Decision CRTC 2012-308 Broadcasting Act	SI/2012-69	12/09/12	2097	
Order Fixing August 20, 2012 as the Day on which Division 12 of the Act Comes into Force	SI/2012-68	12/09/12	2092	
Order Fixing October 1, 2012 as the Day on which the Act Comes into Force Canada–Jordan Economic Growth and Prosperity Act	SI/2012-71	12/09/12	2101	n
Reduction of Carbone Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations	SOR/2012-167	30/08/12	1951	n
Schedule 3 to the Canadian Environmental Protection Act, 1999 — Order Amending	SOR/2012-164	22/08/12	1934	
Special Economic Measures (Syria) Regulations — Regulations Amending	SOR/2012-166	29/08/12	1945	

TABLE DES MATIÈRES DORS: Textes réglementaires (Règlements)

TR: Textes réglementaires et autres documents (Autres que les Règlements)

Numéro d'enregistrement	Numéro de C.P.	Ministre	Titre du texte réglementaire ou autre document	Page
DORS/2012-163		Sécurité publique et Protection civile	Règlement modifiant le Règlement du Manitoba sur l'enregistrement de renseignements sur les délinquants sexuels	1932
DORS/2012-164		Environnement Santé	Décret modifiant l'annexe 3 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)	1934
DORS/2012-165		Patrimoine canadien	Règlement modifiant le Règlement sur la distribution de radiodiffusion	1943
DORS/2012-166	2012-1051	Affaires étrangères et Commerce international	Règlement modifiant le Règlement sur les mesures économiques spéciales visant la Syrie	1945
DORS/2012-167	2012-1060	Environnement Santé	Règlement sur la réduction des émissions de dioxide de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon	1951
TR/2012-68	2012-1020	Sécurité publique et Protection civile	Décret fixant au 20 août 2012 la date d'entrée en vigueur de la section 12 de la Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable	2092
TR/2012-69	2012-1043	Patrimoine canadien	Décret refusant de renvoyer au CRTC la décision CRTC 2012-308	2097
TR/2012-70	2012-1049	Premier ministre	Décret déléguant l'honorable Leona Aglukkaq auprès du ministre des Affaires étrangères	
TR/2012-71	2012-1053	Affaires étrangères et Commerce international	Décret fixant au 1 ^{er} octobre 2012 la date d'entrée en vigueur de la Loi sur la croissance économique et la prospérité — Canada-Jordanie	2101

INDEX DORS: Textes réglementaires (Règlements)

TR: Textes réglementaires et autres documents (Autres que les Règlements)

Abréviations : e — erratum n — nouveau r — revise a — abroge

Titre du texte réglementaire ou autre document Lois	Numéro d'enregistrement	Date	Page	Commentaires
Annexe 3 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) — Décret modifiant Protection de l'environnement (Loi canadienne) (1999)	DORS/2012-164	22/08/12	1934	
Décret fixant au 1 ^{er} octobre 2012 la date d'entrée en vigueur de la loi	TR/2012-71	12/09/12	2101	n
Décret fixant au 20 août 2012 la date d'entrée en vigueur de la section 12 de la loi	TR/2012-68	12/09/12	2092	
Décret refusant de renvoyer au CRTC la décision CRTC 2012-308	TR/2012-69	12/09/12	2097	
Distribution de radiodiffusion — Règlement modifiant le Règlement	DORS/2012-165	29/08/12	1943	
Enregistrement de renseignements sur les délinquants sexuels — Règlement modifiant le Règlement du Manitoba	DORS/2012-163	21/08/12	1932	
L'honorable Leona Aglukkaq auprès du ministre des Affaires étrangères — Décret déléguant	TR/2012-70	12/09/12	2100	n
Mesures économiques spéciales visant la Syrie — Règlement modifiant le Règlement	DORS/2012-166	29/08/12	1945	
Réduction des émissions de dioxide de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon — Règlement	DORS/2012-167	30/08/12	1951	n



Canada Post Corporation / Société canadienne des postes
Postage paid Port payé
Lettermail Poste-lettre

6627609 OTTAWA

If undelivered, return COVER ONLY to:
Publishing and Depository Services
Public Works and Government Services
Canada
Ottawa, Canada K1A 0S5

En cas de non-livraison, retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à : Les Éditions et Services de dépôt Travaux publics et Services gouvernementaux Canada Ottawa, Canada K1A 0S5