

Canada Gazette



Gazette du Canada

Part I

Partie I

OTTAWA, SATURDAY, AUGUST 27, 2011

OTTAWA, LE SAMEDI 27 AOÛT 2011

NOTICE TO READERS

The *Canada Gazette* is published under authority of the *Statutory Instruments Act*. It consists of three parts as described below:

- Part I Material required by federal statute or regulation to be published in the *Canada Gazette* other than items identified for Part II and Part III below — Published every Saturday
- Part II Statutory Instruments (Regulations) and other classes of statutory instruments and documents — Published January 5, 2011, and at least every second Wednesday thereafter
- Part III Public Acts of Parliament and their enactment proclamations — Published as soon as is reasonably practicable after Royal Assent

The *Canada Gazette* is available in most public libraries for consultation.

To subscribe to, or obtain copies of, the *Canada Gazette*, contact bookstores selling government publications as listed in the telephone directory or write 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 on-line PDF format of Part I, Part II and Part III is official since April 1, 2003, and is published simultaneously with the printed copy.

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 *Gazette du Canada* est publiée conformément aux dispositions de la *Loi sur les textes réglementaires*. Elle est composée des trois parties suivantes :

- Partie I Textes devant être publiés dans la *Gazette du Canada* conformément aux exigences d'une loi fédérale ou d'un règlement fédéral et qui ne satisfont pas aux critères de la Partie II et de la Partie III — Publiée le samedi
- Partie II Textes réglementaires (Règlements) et autres catégories de textes réglementaires et de documents — Publiée le 5 janvier 2011 et au moins tous les deux mercredis par la suite
- Partie III Lois d'intérêt public du Parlement et les proclamations énonçant leur entrée en vigueur — Publiée aussitôt que possible après la sanction royale

On peut consulter la *Gazette du Canada* dans la plupart des bibliothèques publiques.

On peut s'abonner à la *Gazette du Canada* ou en obtenir des exemplaires en s'adressant aux agents libraires associés énumérés dans l'annuaire téléphonique ou en s'adressant aux Éditions et Services de dépôt, Travaux publics et Services gouvernementaux Canada, Ottawa, Canada K1A 0S5.

La *Gazette du Canada* est aussi offerte 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.

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.

<i>Canada Gazette</i>	<i>Part I</i>	<i>Part II</i>	<i>Part III</i>
Yearly subscription			
Canada	\$135.00	\$67.50	\$28.50
Outside Canada	US\$135.00	US\$67.50	US\$28.50
Per copy			
Canada	\$2.95	\$3.50	\$4.50
Outside Canada	US\$2.95	US\$3.50	US\$4.50

<i>Gazette du Canada</i>	<i>Partie I</i>	<i>Partie II</i>	<i>Partie III</i>
Abonnement annuel			
Canada	135,00 \$	67,50 \$	28,50 \$
Extérieur du Canada	135,00 \$US	67,50 \$US	28,50 \$US
Exemplaire			
Canada	2,95 \$	3,50 \$	4,50 \$
Extérieur du Canada	2,95 \$US	3,50 \$US	4,50 \$US

REQUESTS FOR INSERTION

Requests for insertion should be directed to the Canada Gazette Directorate, Public Works and Government Services Canada, 350 Albert Street, 5th Floor, Ottawa, Ontario K1A 0S5, 613-996-2495 (telephone), 613-991-3540 (fax).

Bilingual texts received as late as six working days before the desired Saturday's date of publication will, if time and other resources permit, be scheduled for publication that date.

Each client will receive a free copy of the *Canada Gazette* for every week during which a notice is published.

DEMANDES D'INSERTION

Les demandes d'insertion doivent être envoyées à la Direction de la Gazette du Canada, Travaux publics et Services gouvernementaux Canada, 350, rue Albert, 5^e étage, Ottawa (Ontario) K1A 0S5, 613-996-2495 (téléphone), 613-991-3540 (télécopieur).

Un texte bilingue reçu au plus tard six jours ouvrables avant la date de parution demandée paraîtra, le temps et autres ressources le permettant, le samedi visé.

Pour chaque semaine de parution d'un avis, le client recevra un exemplaire gratuit de la *Gazette du Canada*.

TABLE OF CONTENTS

Vol. 145, No. 35 — August 27, 2011

Government House	2746
(orders, decorations and medals)	
Government notices	2749
Notice of vacancies	2760
Parliament	
House of Commons	2762
Commissioner of Canada Elections	2762
Commissions	2763
(agencies, boards and commissions)	
Miscellaneous notices	2770
(banks; mortgage, loan, investment, insurance and railway companies; other private sector agents)	
Proposed regulations	2778
(including amendments to existing regulations)	
Index	2887

TABLE DES MATIÈRES

Vol. 145, n° 35 — Le 27 août 2011

Résidence du Gouverneur général	2746
(ordres, décorations et médailles)	
Avis du gouvernement	2749
Avis de postes vacants	2760
Parlement	
Chambre des communes	2762
Commissaire aux élections fédérales	2762
Commissions	2763
(organismes, conseils et commissions)	
Avis divers	2770
(banques; sociétés de prêts, de fiducie et d'investissements; compagnies d'assurances et de chemins de fer; autres agents du secteur privé)	
Règlements projetés	2778
(y compris les modifications aux règlements existants)	
Index	2888

GOVERNMENT HOUSE**THE ORDER OF CANADA**

The Governor General, the Right Honourable David Johnston, in his capacity as Chancellor and Principal Companion of the Order of Canada, has appointed the following persons, who have been recommended for such appointment by the Advisory Council of the Order of Canada.

Officers of the Order of Canada

André D. Bandrauk, O.C.
 William Buyers, O.C.
 The Honourable Herménégilde Chiasson, O.C.
 Lorna Crozier, O.C.
 Alain Lefèvre, O.C., C.Q.
 Terence Macartney-Filgate, O.C.
 Denis Marleau, O.C., C.Q.
 Bob McDonald, O.C.
 Maureen O'Neil, O.C.
 Viola Robinson, O.C., O.N.S.
 Maureen Sabia, O.C.
 Peter Alexander Singer, O.C.
 Annette Verschuren, O.C.
 Hayley Wickenheiser, O.C.
 *Ronald G. Worton, O.C.

Members of the Order of Canada

Arnold Aberman, C.M.
 Shirley Bear, C.M.
 Jeanné Besner, C.M.
 Anita Best, C.M.
 John M. W. Bradford, C.M.
 The Honourable Patricia Carney, P.C., C.M.
 Vera Dewar, C.M.
 Joan Donald, C.M.
 Frank F. Fagan, C.M.
 Mary Lou Fallis, C.M.
 Edra Sanders Ferguson, C.M.
 Jean-Claude Fournon, C.M.
 Marie Gignac, C.M.
 John H. V. Gilbert, C.M.
 Malcom Gladwell, C.M.
 Dorothy Griffiths, C.M., O.Ont.
 Paul Valdemar (Valdy) Horsdal, C.M.
 Frederick Hyndman, C.M.
 Frederic L. R. Jackman, C.M., O.Ont.
 Ruth E. Kajander, C.M.
 Josef Kates, C.M.
 Pierre Lavoie, C.M., C.Q., M.S.M.
 Eugene Levy, C.M.
 Pierre Maranda, C.M.
 Robert Y. McMurtry, C.M.
 Alvaro Morales, C.M.
 Larry Nelson, C.M.
 Pierre Nepveu, C.M.
 Samantha Joan Nutt, C.M., O.Ont.
 Nino Ricci, C.M.
 Bernard Saladin d'Anglure, C.M.
 David William Shannon, C.M., O.Ont.
 David Staines, C.M., O.Ont.

* This is a promotion within the Order.

RÉSIDENCE DU GOUVERNEUR GÉNÉRAL**L'ORDRE DU CANADA**

Le gouverneur général, le très honorable David Johnston, en sa qualité de chancelier et de compagnon principal de l'Ordre du Canada, a nommé les personnes dont les noms suivent, selon les recommandations du Conseil consultatif de l'Ordre du Canada.

Officiers de l'Ordre du Canada

André D. Bandrauk, O.C.
 William Buyers, O.C.
 L'honorable Herménégilde Chiasson, O.C.
 Lorna Crozier, O.C.
 Alain Lefèvre, O.C., C.Q.
 Terence Macartney-Filgate, O.C.
 Denis Marleau, O.C., C.Q.
 Bob McDonald, O.C.
 Maureen O'Neil, O.C.
 Viola Robinson, O.C., O.N.S.
 Maureen Sabia, O.C.
 Peter Alexander Singer, O.C.
 Annette Verschuren, O.C.
 Hayley Wickenheiser, O.C.
 *Ronald G. Worton, O.C.

Membres de l'Ordre du Canada

Arnold Aberman, C.M.
 Shirley Bear, C.M.
 Jeanné Besner, C.M.
 Anita Best, C.M.
 John M. W. Bradford, C.M.
 L'honorable Patricia Carney, P.C., C.M.
 Vera Dewar, C.M.
 Joan Donald, C.M.
 Frank F. Fagan, C.M.
 Mary Lou Fallis, C.M.
 Edra Sanders Ferguson, C.M.
 Jean-Claude Fournon, C.M.
 Marie Gignac, C.M.
 John H. V. Gilbert, C.M.
 Malcom Gladwell, C.M.
 Dorothy Griffiths, C.M., O.Ont.
 Paul Valdemar (Valdy) Horsdal, C.M.
 Frederick Hyndman, C.M.
 Frederic L. R. Jackman, C.M., O.Ont.
 Ruth E. Kajander, C.M.
 Josef Kates, C.M.
 Pierre Lavoie, C.M., C.Q., M.S.M.
 Eugene Levy, C.M.
 Pierre Maranda, C.M.
 Robert Y. McMurtry, C.M.
 Alvaro Morales, C.M.
 Larry Nelson, C.M.
 Pierre Nepveu, C.M.
 Samantha Joan Nutt, C.M., O.Ont.
 Nino Ricci, C.M.
 Bernard Saladin d'Anglure, C.M.
 David William Shannon, C.M., O.Ont.
 David Staines, C.M., O.Ont.

* Il s'agit d'une promotion au sein de l'Ordre.

F. Thomas Stanfield, C.M.
W. Brett Wilson, C.M.

F. Thomas Stanfield, C.M.
W. Brett Wilson, C.M.

Witness the Seal of the Order
of Canada as of the twenty-sixth day
of May of the year
two thousand and eleven

Témoin le Sceau de l'Ordre
du Canada, en vigueur le
vingt-sixième jour de mai
de l'an deux mille onze



STEPHEN WALLACE
*Secretary General
of the Order of Canada*

*Le secrétaire général
de l'Ordre du Canada*
STEPHEN WALLACE

[35-1-o]

[35-1-o]

(Erratum)

(Erratum)

AWARDS TO CANADIANS

DÉCORATIONS À DES CANADIENS

The notice published on page 864 of the March 12, 2011 issue of the *Canada Gazette*, Part I, is hereby amended as follows:

L'avis publié à la page 864 du numéro du 12 mars 2011 de la Partie I de la *Gazette du Canada* est modifié comme suit :

From the Government of France
National Defence Medal, Silver Echelon with clasp "Arme blindée et cavalerie"
to Colonel Michael Pearson Cessford

Du Gouvernement de la France
Médaille de la défense nationale, échelon argent avec agrafe
« Arme blindée et cavalerie »
au Colonel Michael Pearson Cessford

EMMANUELLE SAJOUS
*Deputy Secretary and
Deputy Herald Chancellor*

*Le sous-secrétaire et
vice-chancelier d'armes*
EMMANUELLE SAJOUS

[35-1-o]

[35-1-o]

AWARDS TO CANADIANS

DÉCORATIONS À DES CANADIENS

The Chancellery of Honours announces that the Government of Canada has approved the following awards to Canadians:

La Chancellerie des distinctions honorifiques annonce que le Gouvernement du Canada a approuvé l'octroi des distinctions honorifiques suivantes à des Canadiens :

From the Government of France
Order of the Academic Palms (Commander)
to Mr. Benoît Pelletier
Order of the Academic Palms (Knight)
to Mr. Ghassan Helou
Mrs. Eliane Camerlynck
Mr. Laurier Fortin
Order of Agricultural Merit (Knight)
to Mrs. Laura Calder

Du Gouvernement de la France
Ordre des palmes académiques (Commandeur)
à M. Benoît Pelletier
Ordre des palmes académiques (Chevalier)
à M. Ghassan Helou
M^{me} Eliane Camerlynck
M. Laurier Fortin
Ordre du mérite agricole (Chevalier)
à M^{me} Laura Calder

From the Government of Germany
Federal Cross of the Order of Merit
to Mrs. Helene Maria Bolte

Du Gouvernement de l'Allemagne
Croix fédérale de l'Ordre du mérite
à M^{me} Helene Maria Bolte

From the Government of Poland
Order of Polonia Restituta (Officer's Cross)
to Mr. Bogdan Idzikowski
Order of Merit (Officer's Cross)
to Dr. Frank Dimant
Mr. Walter Perchal

Du Gouvernement de la Pologne
Ordre de Polonia Restituta (Croix d'officier)
à M. Bogdan Idzikowski
Ordre du mérite (Croix d'officier)
au D^r Frank Dimant
M. Walter Perchal

From the Government of the United States of America
Legion of Merit (Officer)
to Brigadier-General Douglas C. Hilton

EMMANUELLE SAJOUS
*Deputy Secretary and
Deputy Herald Chancellor*

[35-1-o]

Du Gouvernement des États-Unis d'Amérique
Légion du mérite (Officier)
au Brigadier-général Douglas C. Hilton

*Le sous-secrétaire et
vice-chancelier d'armes*
EMMANUELLE SAJOUS

[35-1-o]

GOVERNMENT NOTICES

DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

Notice is hereby given that, pursuant to section 127 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*, Disposal at Sea Permit No. 4543-2-06643 authorizing the loading for disposal and the disposal of waste or other matter at sea is amended as follows:

7. *Route to disposal site(s) and method of transport*: Most direct route from the loading site to the disposal site via pipeline. Anchors shall be placed to ensure that the end of pipe discharges at the same point as previous disposal activities conducted under this permit.

9. *Total quantity to be disposed of*:

- (a) Botsford: not to exceed 12 000 m³ place measure;
- (b) Cap Pelé: not to exceed 7 000 m³ place measure;
- (c) Les Aboiteaux Site C1: not to exceed 10 000 m³ place measure;
- (d) Les Aboiteaux Site C2: not to exceed 10 000 m³ place measure;
- (e) Petit-Cap: not to exceed 10 000 m³ place measure; and
- (f) Robichaud: not to exceed 6 000 m³ place measure.

I. R. GEOFFREY MERCER

*Regional Director
Environmental Protection Operations Directorate
Atlantic Region*

On behalf of the Minister of the Environment

[35-1-o]

DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

Notice is hereby given that, pursuant to section 127 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*, Disposal at Sea Permit No. 4543-2-06644 authorizing the loading for disposal and the disposal of waste or other matter at sea is amended as follows:

7. *Route to disposal site(s) and method of transport*: Most direct route from the loading site to the disposal site via pipeline. Anchors shall be placed to ensure that the end of pipe discharges at the same point as previous disposal activities conducted under this permit.

9. *Total quantity to be disposed of*:

- (a) Pigeon Hill Site A: Not to exceed 22 000 m³ place measure;
- (b) Pigeon Hill Site B: Not to exceed 8 000 m³ place measure;
- (c) Pigeon Hill Site C: Not to exceed 12 000 m³ place measure;
- (d) Pigeon Hill Site D: Not to exceed 10 000 m³ place measure;
- (e) Sainte-Marie-Saint-Raphaël: Not to exceed 25 000 m³ place measure;
- (f) Tabusintac Gully: Not to exceed 15 000 m³ place measure;

AVIS DU GOUVERNEMENT

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT

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

Avis est par les présentes donné, conformément à l'article 127 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, que le permis d'immersion en mer n° 4543-2-06643, autorisant le chargement pour immersion et l'immersion de déchets ou d'autres matières en mer, est modifié comme suit :

7. *Parcours à suivre et mode de transport* : Voie la plus directe entre le lieu de chargement et le lieu d'immersion par canalisation. Des ancres doivent être déposées afin que le déversement s'effectue au même endroit que les déversements précédents réalisés en vertu de ce permis.

9. *Quantité totale à immerger* :

- a) Botsford : Ne pas excéder 12 000 m³ mesure en place;
- b) Cap Pelé : Ne pas excéder 7 000 m³ mesure en place;
- c) Les Aboiteaux Site C1 : Ne pas excéder 10 000 m³ mesure en place;
- d) Les Aboiteaux Site C2 : Ne pas excéder 10 000 m³ mesure en place;
- e) Petit-Cap : Ne pas excéder 10 000 m³ mesure en place;
- f) Robichaud : Ne pas excéder 6 000 m³ mesure en place.

Le directeur régional

*Direction des activités de protection de l'environnement
Région de l'Atlantique*

I. R. GEOFFREY MERCER

Au nom du ministre de l'Environnement

[35-1-o]

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT

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

Avis est par les présentes donné, conformément à l'article 127 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, que le permis d'immersion en mer n° 4543-2-06644, autorisant le chargement pour immersion et l'immersion de déchets ou d'autres matières en mer, est modifié comme suit :

7. *Parcours à suivre et mode de transport* : Voie la plus directe entre le lieu de chargement et le lieu d'immersion par canalisation. Des ancres doivent être déposées afin que le déversement s'effectue au même endroit que les déversements précédents réalisés en vertu de ce permis.

9. *Quantité totale à immerger* :

- a) Pigeon Hill Site A : Ne pas excéder 22 000 m³ mesure en place;
- b) Pigeon Hill Site B : Ne pas excéder 8 000 m³ mesure en place;
- c) Pigeon Hill Site C : Ne pas excéder 12 000 m³ mesure en place;
- d) Pigeon Hill Site D : Ne pas excéder 10 000 m³ mesure en place;
- e) Sainte-Marie-Saint-Raphaël : Ne pas excéder 25 000 m³ mesure en place;
- f) Tabusintac Gully : Ne pas excéder 15 000 m³ mesure en place;

- (g) Miller Brook Site D1: Not to exceed 8 000 m³ place measure; and
 (h) Miller Brook Site D2: Not to exceed 3 000 m³ place measure.

I. R. GEOFFREY MERCER
*Regional Director
 Environmental Protection Operations Directorate
 Atlantic Region*

On behalf of the Minister of the Environment

[35-1-o]

- g) Miller Brook Site D1 : Ne pas excéder 8 000 m³ mesure en place;
 h) Miller Brook Site D2 : Ne pas excéder 3 000 m³ mesure en place.

*Le directeur régional
 Direction des activités de protection de l'environnement
 Région de l'Atlantique*

I. R. GEOFFREY MERCER

Au nom du ministre de l'Environnement

[35-1-o]

DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

Notice is hereby given that, pursuant to section 127 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*, Disposal at Sea Permit No. 4543-2-06645 authorizing the loading for disposal and the disposal of waste or other matter at sea is amended as follows:

7. *Route to disposal site(s) and method of transport*: Most direct route from the loading site to the disposal site via pipeline. Anchors shall be placed to ensure that the end of pipe discharges at the same point as previous disposal activities conducted under this permit.

9. *Total quantity to be disposed of*:

- (a) Loggiecroft Site B1: Not to exceed 12 000 m³ place measure;
 (b) Loggiecroft Site B2: Not to exceed 3 000 m³ place measure;
 (c) Blacklands Gully Site C1: Not to exceed 10 000 m³ place measure;
 (d) Blacklands Gully Site C2: Not to exceed 4 000 m³ place measure;
 (e) Barre de Cocagne: Not to exceed 10 000 m³ place measure;
 (f) Cap-des-Caissie: Not to exceed 8 000 m³ place measure;
 (g) Pointe-Sapin: Not to exceed 20 000 m³ place measure;
 (h) Chockpish: Not to exceed 20 000 m³ place measure;
 (i) Cap-Lumière: Not to exceed 12 000 m³ place measure; and
 (j) Saint-Édouard-de-Kent: Not to exceed 12 000 m³ place measure.

I. R. GEOFFREY MERCER
*Regional Director
 Environmental Protection Operations Directorate
 Atlantic Region*

On behalf of the Minister of the Environment

[35-1-o]

DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

Notice is hereby given that, pursuant to section 127 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*, Disposal at Sea

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT

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

Avis est par les présentes donné, conformément à l'article 127 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, que le permis d'immersion en mer n° 4543-2-06645, autorisant le chargement pour immersion et l'immersion de déchets ou d'autres matières en mer, est modifié comme suit :

7. *Parcours à suivre et mode de transport* : Voie la plus directe entre le lieu de chargement et le lieu d'immersion par canalisation. Des ancres doivent être déposées afin que le déversement s'effectue au même endroit que les déversements précédents réalisés en vertu de ce permis.

9. *Quantité totale à immerger* :

- a) Loggiecroft Site B1 : Ne pas excéder 12 000 m³ mesure en place;
 b) Loggiecroft Site B2 : Ne pas excéder 3 000 m³ mesure en place;
 c) Blacklands Gully Site C1 : Ne pas excéder 10 000 m³ mesure en place;
 d) Blacklands Gully Site C2 : Ne pas excéder 4 000 m³ mesure en place;
 e) Barre de Cocagne : Ne pas excéder 10 000 m³ mesure en place;
 f) Cap-des-Caissie : Ne pas excéder 8 000 m³ mesure en place;
 g) Pointe-Sapin : Ne pas excéder 20 000 m³ mesure en place;
 h) Chockpish : Ne pas excéder 20 000 m³ mesure en place;
 i) Cap-Lumière : Ne pas excéder 12 000 m³ mesure en place;
 j) Saint-Édouard-de-Kent : Ne pas excéder 12 000 m³ mesure en place.

*Le directeur régional
 Direction des activités de protection de l'environnement
 Région de l'Atlantique*

I. R. GEOFFREY MERCER

Au nom du ministre de l'Environnement

[35-1-o]

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT

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

Avis est par les présentes donné, conformément à l'article 127 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*,

Le 27 août 2011

Gazette du Canada Partie I

2751

Permit No. 4543-2-06652 authorizing the loading for disposal and the disposal of waste or other matter at sea is amended as follows:

7. *Route to disposal site(s) and method of transport*: Most direct route from the loading site to the disposal site via pipeline. Anchors shall be placed to ensure that the end of pipe discharges at the same point as previous disposal activities conducted under this permit.

9. *Total quantity to be disposed of*:

- (a) Grahams Pond: Not to exceed 10 000 m³ place measure;
- (b) Launching Pond: Not to exceed 15 000 m³ place measure;
- (c) Naufrage: Not to exceed 20 000 m³ place measure;
- (d) North Lake: Not to exceed 15 000 m³ place measure;
- (e) Savage Harbour: Not to exceed 10 000 m³ place measure;
- (f) St Peter's Bay: Not to exceed 10 000 m³ place measure;
- (g) Tracadie Harbour Site B: Not to exceed 2 000 m³ place measure; and
- (h) Tracadie Harbour Site C: Not to exceed 15 000 m³ place measure.

I. R. GEOFFREY MERCER

*Regional Director
Environmental Protection Operations Directorate
Atlantic Region*

On behalf of the Minister of the Environment

[35-1-o]

DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

Notice is hereby given that, pursuant to section 127 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*, Disposal at Sea Permit No. 4543-2-06653 authorizing the loading for disposal and the disposal of waste or other matter at sea is amended as follows:

7. *Route to disposal site(s) and method of transport*: Most direct route from the loading site to the disposal site via pipeline. Anchors shall be placed to ensure that the end of pipe discharges at the same point as previous disposal activities conducted under this permit.

9. *Total quantity to be disposed of*:

- (a) Covehead: Not to exceed 10 000 m³ place measure;
- (b) Darnley Basin: Not to exceed 25 000 m³ place measure;
- (c) Fishing Cove: Not to exceed 10 000 m³ place measure;
- (d) Hardys Channel: Not to exceed 10 000 m³ place measure;
- (e) Howards Cove: Not to exceed 10 000 m³ place measure;
- (f) Skinners Pond: Not to exceed 10 000 m³ place measure; and
- (g) West Point: Not to exceed 10 000 m³ place measure.

I. R. GEOFFREY MERCER

*Regional Director
Environmental Protection Operations Directorate
Atlantic Region*

On behalf of the Minister of the Environment

[35-1-o]

que le permis d'immersion en mer n° 4543-2-06652, autorisant le chargement pour immersion et l'immersion de déchets ou d'autres matières en mer, est modifié comme suit :

7. *Parcours à suivre et mode de transport* : Voie la plus directe entre le lieu de chargement et le lieu d'immersion par canalisation. Des ancres doivent être déposées afin que le déversement s'effectue au même endroit que les déversements précédents réalisés en vertu de ce permis.

9. *Quantité totale à immerger* :

- a) Grahams Pond : Ne pas excéder 10 000 m³ mesure en place;
- b) Launching Pond : Maximum de 15 000 m³ mesure en place;
- c) Naufrage : Maximum de 20 000 m³ mesure en place;
- d) North Lake : Maximum de 15 000 m³ mesure en place;
- e) Havre de Savage : Maximum de 10 000 m³ mesure en place;
- f) St. Peters Bay : Maximum de 10 000 m³ mesure en place;
- g) Havre de Tracadie — Site B : Maximum de 2 000 m³ mesure en place;
- h) Havre de Tracadie — Site C : Maximum de 15 000 m³ mesure en place.

Le directeur régional

*Direction des activités de protection de l'environnement
Région de l'Atlantique*

I. R. GEOFFREY MERCER

Au nom du ministre de l'Environnement

[35-1-o]

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT

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

Avis est par les présentes donné, conformément à l'article 127 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, que le permis d'immersion en mer n° 4543-2-06653, autorisant le chargement pour immersion et l'immersion de déchets ou d'autres matières en mer, est modifié comme suit :

7. *Parcours à suivre et mode de transport* : Voie la plus directe entre le lieu de chargement et le lieu d'immersion par canalisation. Des ancres doivent être déposées afin que le déversement s'effectue au même endroit que les déversements précédents réalisés en vertu de ce permis.

9. *Quantité totale à immerger* :

- a) Covehead : Maximum de 10 000 m³ mesure en place;
- b) Bassin Darnley : Maximum de 25 000 m³ mesure en place;
- c) Fishing Cove : Maximum de 10 000 m³ mesure en place;
- d) Chenal Hardys : Maximum de 10 000 m³ mesure en place;
- e) Howards Cove : Maximum de 10 000 m³ mesure en place;
- f) Skinners Pond : Maximum de 10 000 m³ mesure en place;
- g) West Point : Maximum de 10 000 m³ mesure en place.

Le directeur régional

*Direction des activités de protection de l'environnement
Région de l'Atlantique*

I. R. GEOFFREY MERCER

Au nom du ministre de l'Environnement

[35-1-o]

DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

Notice is hereby given that, pursuant to section 127 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*, Disposal at Sea Permit No. 4543-2-06687 authorizing the loading for disposal and the disposal of waste or other matter at sea is approved.

1. *Permittee*: Irving Oil Terminals and Pipelines, G.P., Saint John, New Brunswick.

2. *Waste or other matter to be disposed of*: Dredged material.

2.1. Nature of waste or other matter: Dredged material consisting of gravel, sand, silt and clay.

3. *Duration of permit*: Permit is valid from September 26, 2011, to September 25, 2012.

3.1. The loading and disposal at sea activities are restricted to the following periods: from September 26, 2011, to November 6, 2011; from January 15, 2012, to March 31, 2012; and from July 1, 2012, to September 25, 2012.

4. *Loading site(s)*: Docks 1 and 2 of the East Saint John Marine Terminal, Courtenay Bay: 45°16.31' N, 66°02.25' W (NAD83), as described in Figure 2 of the document titled "Environmental Assessment Report: Maintenance Dredging and Disposal at Sea Program at Docks 1 and 2 of the East Saint John Marine Terminal, Saint John, New Brunswick" (August 2011), submitted in support of the permit application.

5. *Disposal site(s)*: Black Point, Saint John, New Brunswick, bounded by 45°12.99' N, 66°01.58' W; 45°13.00' N, 66°01.06' W; 45°12.26' N, 66°00.27' W; 45°11.49' N, 66°00.23' W; and 45°11.45' N, 66°01.50' W (NAD 83).

6. *Method of loading*: Dredging will be carried out using barge-mounted mechanical dredges.

7. *Route to disposal site(s) and method of transport*: Most direct navigational route from the loading site to the disposal site via towed or self-propelled barges.

8. *Method of disposal*: Disposal shall take place in accordance with the dredged material disposal plan required by paragraph 14.2 of this permit.

9. *Total quantity to be disposed of*: Not to exceed 40 000 m³ place measure.

10. *Fees*: The fee prescribed by the *Disposal at Sea Permit Fee Regulations* shall be paid by the Permittee in accordance with those Regulations.

11. *Inspection*:

11.1. By accepting this permit, the Permittee and their contractors accept that they are subject to inspection pursuant to Part 10 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*.

11.2. Ships operating under the authority of this permit shall be marked in accordance with the *Collision Regulations* of the *Canada Shipping Act* when located on or in the waterway.

12. *Contractors*:

12.1. The loading or disposal at sea referred to under this permit shall not be carried out by any person without written authorization from the Permittee.

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT

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

Avis est par les présentes donné, conformément à l'article 127 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, que le permis d'immersion en mer n° 4543-2-06687, autorisant le chargement pour immersion et l'immersion de déchets ou d'autres matières en mer, est approuvé.

1. *Titulaire* : Irving Oil Terminals and Pipelines, G.P., Saint John (Nouveau-Brunswick).

2. *Déchets ou autres matières à immerger* : Déblais de dragage.

2.1. Nature des déchets ou autres matières : Déblais de dragage composés de gravier, de sable, de limon et d'argile.

3. *Durée du permis* : Le permis est valide du 26 septembre 2011 au 25 septembre 2012.

3.1. Les activités de chargement et d'immersion en mer doivent être effectuées entre le 26 septembre 2011 et le 6 novembre 2011, entre le 15 janvier 2012 et le 31 mars 2012, et entre le 1^{er} juillet 2012 et le 25 septembre 2012.

4. *Lieu(x) de chargement* : Les quais n^{os} 1 et 2 du East Saint John Marine Terminal, baie Courtenay : 45°16,31' N., 66°02,25' O. (NAD83), tel qu'il est décrit dans la figure 2 du document intitulé « Environmental Assessment Report: Maintenance Dredging and Disposal at Sea Program at Docks 1 and 2 of the East Saint John Marine Terminal, Saint John, New Brunswick » (août 2011), présenté à l'appui de la demande de permis.

5. *Lieu(x) d'immersion* : La pointe Black, Saint John (Nouveau-Brunswick) délimité par 45°12,99' N., 66°01,58' O.; 45°13,00' N., 66°01,06' O.; 45°12,26' N., 66°00,27' O.; 45°11,49' N., 66°00,23' O.; et 45°11,45' N., 66°01,50' O. (NAD83).

6. *Méthode de chargement* : Le dragage se fera à l'aide de dragues mécaniques sur chaland.

7. *Parcours à suivre et mode de transport* : Voie navigable la plus directe entre le lieu de chargement et le lieu d'immersion à l'aide de péniches remorquées ou automotrices.

8. *Méthode d'immersion* : Toute immersion doit respecter le plan d'immersion des matières draguées requis au paragraphe 14.2 de ce permis.

9. *Quantité totale à immerger* : Ne pas excéder 40 000 m³ mesure en place.

10. *Droits* : Le titulaire doit payer le droit prescrit en vertu du *Règlement sur les prix à payer pour les permis d'immersion en mer*.

11. *Inspection* :

11.1. En acceptant ce permis, le titulaire et ses entrepreneurs acceptent d'être assujettis à des inspections conformément à la partie 10 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*.

11.2. Les navires visés par le présent permis doivent être identifiés tel qu'il est prescrit par le *Règlement sur les abordages* de la *Loi sur la marine marchande du Canada* lorsqu'ils se trouvent dans la voie navigable.

12. *Entrepreneurs* :

12.1. Personne ne doit effectuer le chargement ou l'immersion en mer désignés aux termes du présent permis sans l'autorisation écrite du titulaire.

12.2. The Permittee shall ensure that all persons involved in the loading, transport or disposal activities authorized by this permit conduct these activities in accordance with the relevant permit conditions.

13. *Reporting and notification:*

13.1. The Permittee shall provide the following information at least 48 hours before loading and disposal activities commence: name or number of ship, platform or structure used to carry out the loading and/or disposal, name of the contractor including corporate and on-site contact information, and expected period of loading and disposal activities. The above-noted information shall be submitted to

(a) Ms. Jayne Roma, Environmental Protection Operations Directorate, Environment Canada, Atlantic Region, Queen Square, 16th Floor, 45 Alderney Drive, Dartmouth, Nova Scotia B2Y 2N6, 902-426-8373 (fax), jayne.roma@ec.gc.ca (email);

(b) Mr. Mark Dalton, Environmental Enforcement, Environment Canada, Atlantic Region, Queen Square, 16th Floor, 45 Alderney Drive, Dartmouth, Nova Scotia B2Y 2N6, 902-490-0775 (fax), mark.dalton@ec.gc.ca (email);

(c) Ms. Rachel Gautreau, Canadian Wildlife Service, Environment Canada, 17 Waterfowl Lane, Sackville, New Brunswick E4L 1G6, 506-364-5062 (fax), rachel.gautreau@ec.gc.ca (email); and

(d) Mr. Robert MacDougall, Fisheries and Oceans Canada, P.O. Box 1009, St. George, New Brunswick E5C 3S9, 506-755-5061 (fax), Robert.MacDougall@dfo-mpo.gc.ca (email).

13.2. The Permittee shall submit a written report to the Minister, as represented by the Regional Director of Environmental Protection Operations Directorate, c/o Ms. Jayne Roma, as identified in paragraph 13.1, within 30 days of either the completion of the work or the expiry of the permit, whichever comes first. This report shall contain the following information: the quantity of matter disposed of at the disposal site(s) and the dates on which disposal activities occurred.

13.3. The Canadian Coast Guard, Marine Communications and Traffic Services (MCTS) Sydney (1-800-686-8676) is to be notified in advance of the commencement of work so that appropriate Notices to Shipping/Mariners may be issued.

13.4. At all times, a copy of this permit and of documents and drawings referenced in this permit shall be available at the loading site and on all powered ships directly engaged in the loading and disposal operations.

14. *Special precautions:*

14.1. The loading and disposal at sea activities referred to under this permit shall be carried out in accordance with the mitigation measures summarized in sections 5.2.4.2 and 5.3 of the document titled "Environmental Assessment Report: Maintenance Dredging and Disposal at Sea Program at Docks 1 and 2 of the East Saint John Marine Terminal, Saint John, New Brunswick" (August 2011), submitted in support of the permit application.

14.2. The Permittee shall submit a dredged material disposal plan to Ms. Jayne Roma, as identified in paragraph 13.1, for approval by Environment Canada prior to commencement of the first dredging operation authorized by this permit. The plan shall address procedures to accurately measure or estimate quantities of dredged material disposed of at the disposal site(s), the release

12.2. Le titulaire doit s'assurer que toutes les personnes qui prennent part aux opérations de chargement, de transport ou d'immersion pour lesquelles le permis a été accordé respectent les conditions mentionnées dans le permis.

13. *Rapports et avis :*

13.1. Le titulaire doit fournir les renseignements suivants au moins 48 heures avant le début des activités de chargement et d'immersion : le nom ou le numéro d'identification du navire, de la plate-forme ou de l'ouvrage duquel le chargement ou l'immersion sont effectués, le nom de l'entrepreneur, y compris les coordonnées des personnes-ressources de l'entreprise et de celles qui se trouvent sur les lieux ainsi que la période prévue des activités de chargement et d'immersion. Les renseignements susmentionnés doivent être acheminés à :

a) Madame Jayne Roma, Direction des activités de protection de l'environnement, Environnement Canada, Région de l'Atlantique, Queen Square, 16^e étage, 45, promenade Alderney, Dartmouth (Nouvelle-Écosse) B2Y 2N6, 902-426-8373 (télécopieur), jayne.roma@ec.gc.ca (courriel);

b) Monsieur Mark Dalton, Application de la loi en matière d'environnement, Environnement Canada, Région de l'Atlantique, Queen Square, 16^e étage, 45, promenade Alderney, Dartmouth (Nouvelle-Écosse) B2Y 2N6, 902-490-0775 (télécopieur), mark.dalton@ec.gc.ca (courriel);

c) Madame Rachel Gautreau, Service canadien de la faune, Environnement Canada, 17 Waterfowl Lane, Sackville (Nouveau-Brunswick) E4L 1G6, 506-364-5062 (télécopieur), rachel.gautreau@ec.gc.ca (courriel);

d) Monsieur Robert MacDougall, Pêches et Océans Canada, Case postale 1009, St. George (Nouveau-Brunswick) E5C 3S9, 506-755-5061 (télécopieur), Robert.MacDougall@dfo-mpo.gc.ca (courriel).

13.2. Le titulaire doit présenter un rapport écrit au ministre, représenté par le directeur régional des activités de protection de l'environnement, au soin de Madame Jayne Roma, dont les coordonnées figurent au paragraphe 13.1, dans les 30 jours suivant le parachèvement des travaux ou l'expiration du permis, selon la première de ces éventualités. Ce rapport doit contenir les renseignements suivants : la quantité de matières immergées au(x) lieu(x) d'immersion et les dates auxquelles les activités d'immersion ont eu lieu.

13.3. Le programme des Services de communications et de trafic maritimes (SCTM) de la Garde côtière canadienne de Sydney (1-800-686-8676) doit être avisé avant le début des travaux afin que les « avis à la navigation » appropriés soient délivrés.

13.4. Une copie de ce permis et des documents et des dessins visés par le présent permis doivent être conservées en tout temps au lieu de chargement ainsi que sur tout navire participant directement aux opérations de chargement et d'immersion.

14. *Précautions spéciales :*

14.1. Le chargement et l'immersion en mer désignés aux termes du présent permis doivent être réalisés conformément aux mesures d'atténuation énoncées dans les sections 5.2.4.2 et 5.3 du document intitulé « Environmental Assessment Report: Maintenance Dredging and Disposal at Sea Program at Docks 1 and 2 of the East Saint John Marine Terminal, Saint John, New Brunswick » (août 2011), présenté à l'appui de la demande de permis.

14.2. Le titulaire doit présenter un plan pour l'immersion des matières draguées à M^{me} Jayne Roma, dont les coordonnées figurent au paragraphe 13.1, aux fins d'approbation avant le début des opérations. Le plan doit inclure des méthodes pour mesurer ou estimer adéquatement les quantités de matières draguées immergées au(x) lieu(x) d'immersion, la zone de dégagement, la

zone, vessel tracking, and a schedule for use of the disposal site. Modifications to the plan shall be made only with the written approval of Environment Canada.

14.3. The Permittee shall submit a sampling and analysis plan in support of the 2012 dredging and disposal activities to Ms. Jayne Roma, as identified in paragraph 13.1, for approval by Environment Canada prior to commencement of the first dredging operation authorized by this permit. The plan shall be submitted no later than May 15, 2012.

I. R. GEOFFREY MERCER

*Regional Director
Environmental Protection Operations Directorate
Atlantic Region*

On behalf of the Minister of the Environment

[35-1-o]

surveillance des navires et un horaire pour l'usage de chaque lieu d'immersion. Toute modification apportée au plan requiert l'approbation écrite d'Environnement Canada.

14.3. Le titulaire doit présenter un plan d'échantillonnage et d'analyse en appui aux activités de dragage et d'immersion de 2012, à M^{me} Jayne Roma, dont les coordonnées figurent au paragraphe 13.1, aux fins d'approbation avant le début des opérations. Le plan sera soumis au plus tard le 15 mai 2012.

Le directeur régional

*Direction des activités de protection de l'environnement
Région de l'Atlantique*

I. R. GEOFFREY MERCER

Au nom du ministre de l'Environnement

[35-1-o]

DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

Notice is hereby given that, pursuant to section 127 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*, Disposal at Sea Permit No. 4543-2-06689 authorizing the loading for disposal and the disposal of waste or other matter at sea is approved.

1. *Permittee*: Tornгат Fish Producers Co-operative Society Limited, Happy Valley-Goose Bay, Newfoundland and Labrador.

2. *Waste or other matter to be disposed of*: Fish waste and other organic matter resulting from industrial fish processing operations.

2.1. *Nature of waste or other matter*: Fish waste and other organic matter consisting of fish and shellfish waste.

3. *Duration of permit*: Permit is valid from October 10, 2011, to October 9, 2012.

4. *Loading site(s)*: Makkovik, Newfoundland and Labrador, at approximately 55°05.30' N, 59°10.60' W (NAD83).

5. *Disposal site(s)*: Makkovik, within a 250 m radius of 55°05.60' N, 59°10.20' W (NAD83), at an approximate depth of 37 m.

6. *Method of loading*:

6.1. The Permittee shall ensure that the material is loaded onto floating equipment complying with all applicable rules regarding safety and navigation and capable of containing all waste cargo during loading and transit to the approved disposal site.

6.2. The Permittee shall ensure that the waste to be disposed of is covered by netting or other material to prevent access by gulls and other marine birds, except during direct loading or disposal of the waste.

6.3. Material loaded for the purpose of disposal at sea may not be held aboard any ship for more than 96 hours from the commencement of loading without the written consent of an enforcement officer designated pursuant to subsection 217(1) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*.

6.4. The loading and transit shall be completed in a manner that ensures that no material contaminates the marine environment, notably the harbour and adjacent beaches. The Permittee shall

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT

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

Avis est par les présentes donné, conformément à l'article 127 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, que le permis d'immersion en mer n° 4543-2-06689, autorisant le chargement pour immersion et l'immersion de déchets ou d'autres matières en mer, est approuvé.

1. *Titulaire* : Tornгат Fish Producers Co-operative Society Limited, Happy Valley-Goose Bay (Terre-Neuve-et-Labrador).

2. *Déchets ou autres matières à immerger* : Déchets de poisson ou autres matières organiques résultant d'opérations de traitement industriel du poisson.

2.1. *Nature des déchets ou autres matières* : Déchets de poisson ou autres matières organiques composées de poisson, de mollusques et de crustacés.

3. *Durée du permis* : Le permis est valide du 10 octobre 2011 au 9 octobre 2012.

4. *Lieu(x) de chargement* : Makkovik (Terre-Neuve-et-Labrador), à environ 55°05,30' N., 59°10,60' O. (NAD83).

5. *Lieu(x) d'immersion* : Makkovik, dans un rayon de 250 m de 55°05,60' N., 59°10,20' O. (NAD83), à une profondeur approximative de 37 m.

6. *Méthode de chargement* :

6.1. Le titulaire du permis doit s'assurer que les matières sont chargées sur un équipement flottant respectant toutes les normes de sécurité et de navigation applicables et pouvant contenir la totalité des matières à immerger durant le chargement et le transport jusqu'au lieu d'immersion approuvé.

6.2. Le titulaire du permis doit s'assurer que les matières à immerger sont recouvertes d'un filet ou autrement afin d'empêcher les goélands et autres oiseaux marins d'y accéder, sauf durant le chargement ou l'immersion.

6.3. Les matières chargées pour l'immersion en mer ne seront pas gardées plus de 96 heures à bord du navire, à compter du début du chargement, sans l'autorisation écrite d'un agent de l'autorité désigné en vertu du paragraphe 217(1) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*.

6.4. Le chargement et le transport doivent s'effectuer de façon qu'aucune matière ne contamine l'environnement marin, notamment le havre et les plages adjacentes. Le titulaire doit également

also ensure that the loading sites are cleaned up and, if necessary, that spilled wastes are recovered.

7. *Route to disposal site(s) and method of transport:* Most direct navigational route from the loading site to the disposal site.

8. *Method of disposal:*

8.1. The Permittee shall ensure that the waste to be disposed of is discharged from the equipment or ship while steaming within the disposal site boundaries and in a manner which will promote dispersion.

9. *Total quantity to be disposed of:* Not to exceed 500 tonnes.

10. *Inspection:*

10.1. By accepting this permit, the Permittee and their contractors accept that they are subject to inspection pursuant to Part 10 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*.

11. *Contractors:*

11.1. The loading or disposal at sea referred to under this permit shall not be carried out by any person without written authorization from the Permittee.

11.2. The Permittee shall ensure that all persons involved in the loading, transport or disposal activities authorized by this permit conduct these activities in accordance with the relevant permit conditions.

12. *Reporting and notification:*

12.1. The Permittee shall provide the following information at least 48 hours before loading and disposal activities commence: name or number of ship, platform or structure used to carry out the loading and/or disposal, name of the contractor including corporate and on-site contact information, and expected period of loading and disposal activities. The above-noted information shall be submitted to Mr. Rick Wadman, Environmental Protection Operations Directorate, Environment Canada, 6 Bruce Street, Mount Pearl, Newfoundland and Labrador A1N 4T3, 709-772-5097 (fax), rick.wadman@ec.gc.ca (email).

12.2. The Permittee shall submit a written report to the Minister, as represented by the Regional Director of the Environmental Protection Operations Directorate, Atlantic Region, c/o Mr. Rick Wadman, as identified in paragraph 12.1, within 30 days of either the completion of the work or the expiry of the permit, whichever comes first. This report shall contain the following information: the quantity of matter disposed of at the disposal site(s) and the dates on which disposal activities occurred.

12.3. This permit shall be displayed in an area of the plant accessible to the public.

I. R. GEOFFREY MERCER

*Regional Director
Environmental Protection Operations Directorate
Atlantic Region*

On behalf of the Minister of the Environment

[35-1-o]

s'assurer du nettoyage des lieux de chargement et, s'il y a lieu, de la récupération des déchets déversés.

7. *Parcours à suivre et mode de transport :* Voie navigable la plus directe entre le lieu de chargement et le lieu d'immersion.

8. *Méthode d'immersion :*

8.1. Le titulaire doit s'assurer que les matières à immerger seront déchargées du navire ou de la pièce d'équipement en mouvement à l'intérieur de la zone du lieu d'immersion et d'une manière qui permettra la plus grande dispersion possible des matières.

9. *Quantité totale à immerger :* Ne pas excéder 500 tonnes métriques.

10. *Inspection :*

10.1. En acceptant ce permis, le titulaire et ses entrepreneurs acceptent d'être assujettis à des inspections conformément à la partie 10 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*.

11. *Entrepreneurs :*

11.1. Personne ne doit effectuer le chargement ou l'immersion en mer désignés aux termes du présent permis sans l'autorisation écrite du titulaire.

11.2. Le titulaire doit s'assurer que toutes les personnes qui prennent part aux opérations de chargement, de transport ou d'immersion pour lesquelles le permis a été accordé respectent les conditions mentionnées dans le permis.

12. *Rapports et avis :*

12.1. Le titulaire doit fournir les renseignements suivants au moins 48 heures avant le début des activités de chargement et d'immersion : le nom ou le numéro d'identification du navire, de la plate-forme ou de l'ouvrage duquel le chargement ou l'immersion sont effectués, le nom de l'entrepreneur, y compris les coordonnées des personnes-ressources de l'entreprise et de celles qui se trouvent sur les lieux ainsi que la période prévue des activités de chargement et d'immersion. Les renseignements susmentionnés doivent être acheminés à Monsieur Rick Wadman, Direction des activités de protection de l'environnement, Environnement Canada, 6, rue Bruce, Mount Pearl (Terre-Neuve-et-Labrador) A1N 4T3, 709-772-5097 (télécopieur), rick.wadman@ec.gc.ca (courriel).

12.2. Le titulaire doit présenter un rapport écrit au ministre, représenté par le directeur régional de la Direction des activités de protection de l'environnement, Région de l'Atlantique, a/s de M. Rick Wadman, dont les coordonnées figurent au paragraphe 12.1, dans les 30 jours suivant le parachèvement des travaux ou l'expiration du permis, selon la première de ces éventualités. Ce rapport doit contenir les renseignements suivants : la quantité de matières immergées à chaque lieu d'immersion et les dates auxquelles les activités d'immersion ont eu lieu.

12.3. Ce permis doit être affiché dans un endroit de l'installation accessible au public.

*Le directeur régional
Direction des activités de protection de l'environnement
Région de l'Atlantique*

I. R. GEOFFREY MERCER

Au nom du ministre de l'Environnement

[35-1-o]

DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

Notice is hereby given that, pursuant to section 127 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*, Disposal at Sea Permit No. 4543-2-06690 authorizing the loading for disposal and the disposal of waste or other matter at sea is approved.

1. *Permittee*: Torngat Fish Producers Co-operative Society Limited, Happy Valley-Goose Bay, Newfoundland and Labrador.

2. *Waste or other matter to be disposed of*: Fish waste and other organic matter resulting from industrial fish processing operations.

2.1. *Nature of waste or other matter*: Fish waste and other organic matter consisting of fish and shellfish waste.

3. *Duration of permit*: Permit is valid from October 10, 2011, to October 9, 2012.

4. *Loading site(s)*: Nain, Newfoundland and Labrador, at approximately 56°32.61' N, 61°41.30' W (NAD83).

5. *Disposal site(s)*: Nain, within a 250 m radius of 56°32.61' N, 61°41.00' W (NAD83), at an approximate depth of 17 m.

6. *Method of loading*:

6.1. The Permittee shall ensure that the material is loaded onto floating equipment complying with all applicable rules regarding safety and navigation and capable of containing all waste cargo during loading and transit to the approved disposal site.

6.2. The Permittee shall ensure that the waste to be disposed of is covered by netting or other material to prevent access by gulls and other marine birds, except during direct loading or disposal of the waste.

6.3. Material loaded for the purpose of disposal at sea may not be held aboard any ship for more than 96 hours from the commencement of loading without the written consent of an enforcement officer designated pursuant to subsection 217(1) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*.

6.4. The loading and transit shall be completed in a manner that ensures that no material contaminates the marine environment, notably the harbour and adjacent beaches. The Permittee shall also ensure that the loading sites are cleaned up and, if necessary, that spilled wastes are recovered.

7. *Route to disposal site(s) and method of transport*: Most direct navigational route from the loading site to the disposal site.

8. *Method of disposal*:

8.1 The Permittee shall ensure that the waste to be disposed of is discharged from the equipment or ship while steaming within the disposal site boundaries and in a manner which will promote dispersion.

9. *Total quantity to be disposed of*: Not to exceed 500 tonnes.

10. *Inspection*:

10.1. By accepting this permit, the Permittee and their contractors accept that they are subject to inspection pursuant to Part 10 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*.

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT

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

Avis est par les présentes donné, conformément à l'article 127 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, que le permis d'immersion en mer n° 4543-2-06690, autorisant le chargement pour immersion et l'immersion de déchets ou d'autres matières en mer, est approuvé.

1. *Titulaire* : Torngat Fish Producers Co-operative Society Limited, Happy Valley-Goose Bay (Terre-Neuve-et-Labrador).

2. *Déchets ou autres matières à immerger* : Déchets de poisson ou autres matières organiques résultant d'opérations de traitement industriel du poisson.

2.1. *Nature des déchets ou autres matières* : Déchets de poisson ou autres matières organiques composées de poisson, de mollusques et de crustacés.

3. *Durée du permis* : Le permis est valide du 10 octobre 2011 au 9 octobre 2012.

4. *Lieu(x) de chargement* : Nain (Terre-Neuve-et-Labrador), à environ 56°32,61' N., 61°41,30' O. (NAD83).

5. *Lieu(x) d'immersion* : Nain, dans un rayon de 250 m de 56°32,61' N., 61°41,00' O. (NAD83), à une profondeur approximative de 17 m.

6. *Méthode de chargement* :

6.1. Le titulaire du permis doit s'assurer que les matières sont chargées sur un équipement flottant respectant toutes les normes de sécurité et de navigation applicables et pouvant contenir la totalité des matières à immerger durant le chargement et le transport jusqu'au lieu d'immersion approuvé.

6.2. Le titulaire du permis doit s'assurer que les matières à immerger sont recouvertes d'un filet ou autrement afin d'empêcher les goélands et autres oiseaux marins d'y accéder, sauf durant le chargement ou l'immersion.

6.3. Les matières chargées pour l'immersion en mer ne seront pas gardées plus de 96 heures à bord du navire, à compter du début du chargement, sans l'autorisation écrite d'un agent de l'autorité désigné en vertu du paragraphe 217(1) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*.

6.4. Le chargement et le transport doivent s'effectuer de façon qu'aucune matière ne contamine l'environnement marin, notamment le havre et les plages adjacentes. Le titulaire doit également s'assurer du nettoyage des lieux de chargement et, s'il y a lieu, de la récupération des déchets déversés.

7. *Parcours à suivre et mode de transport* : Voie navigable la plus directe entre le lieu de chargement et le lieu d'immersion.

8. *Méthode d'immersion* :

8.1. Le titulaire doit s'assurer que les matières à immerger seront déchargées du navire ou de la pièce d'équipement en mouvement à l'intérieur de la zone du lieu d'immersion et d'une manière qui permettra la plus grande dispersion possible des matières.

9. *Quantité totale à immerger* : Ne pas excéder 500 tonnes métriques.

10. *Inspection* :

10.1. En acceptant ce permis, le titulaire et ses entrepreneurs acceptent d'être assujettis à des inspections conformément à la partie 10 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*.

11. *Contractors:*

11.1. The loading or disposal at sea referred to under this permit shall not be carried out by any person without written authorization from the Permittee.

11.2. The Permittee shall ensure that all persons involved in the loading, transport or disposal activities authorized by this permit conduct these activities in accordance with the relevant permit conditions.

12. *Reporting and notification:*

12.1. The Permittee shall provide the following information at least 48 hours before loading and disposal activities commence: name or number of ship, platform or structure used to carry out the loading and/or disposal, name of the contractor including corporate and on-site contact information, and expected period of loading and disposal activities. The above-noted information shall be submitted to Mr. Rick Wadman, Environmental Protection Operations Directorate, Environment Canada, 6 Bruce Street, Mount Pearl, Newfoundland and Labrador A1N 4T3, 709-772-5097 (fax), rick.wadman@ec.gc.ca (email).

12.2. The Permittee shall submit a written report to the Minister, as represented by the Regional Director of the Environmental Protection Operations Directorate, Atlantic Region, c/o Mr. Rick Wadman, as identified in paragraph 12.1, within 30 days of either the completion of the work or the expiry of the permit, whichever comes first. This report shall contain the following information: the quantity of matter disposed of at the disposal site(s) and the dates on which disposal activities occurred.

12.3. This permit shall be displayed in an area of the plant accessible to the public.

I. R. GEOFFREY MERCER
*Regional Director
Environmental Protection Operations Directorate
Atlantic Region*
On behalf of the Minister of the Environment

[35-1-o]

11. *Entrepreneurs :*

11.1. Personne ne doit effectuer le chargement ou l'immersion en mer désignés aux termes du présent permis sans l'autorisation écrite du titulaire.

11.2. Le titulaire doit s'assurer que toutes les personnes qui prennent part aux opérations de chargement, de transport ou d'immersion pour lesquelles le permis a été accordé respectent les conditions mentionnées dans le permis.

12. *Rapports et avis :*

12.1. Le titulaire doit fournir les renseignements suivants au moins 48 heures avant le début des activités de chargement et d'immersion : le nom ou le numéro d'identification du navire, de la plate-forme ou de l'ouvrage duquel le chargement ou l'immersion sont effectués, le nom de l'entrepreneur, y compris les coordonnées des personnes-ressources de l'entreprise et de celles qui se trouvent sur les lieux ainsi que la période prévue des activités de chargement et d'immersion. Les renseignements susmentionnés doivent être acheminés à Monsieur Rick Wadman, Direction des activités de protection de l'environnement, Environnement Canada, 6, rue Bruce, Mount Pearl (Terre-Neuve-et-Labrador) A1N 4T3, 709-772-5097 (télécopieur), rick.wadman@ec.gc.ca (courriel).

12.2. Le titulaire doit présenter un rapport écrit au ministre, représenté par le directeur régional de la Direction des activités de protection de l'environnement, Région de l'Atlantique, a/s de M. Rick Wadman, dont les coordonnées figurent au paragraphe 12.1, dans les 30 jours suivant le parachèvement des travaux ou l'expiration du permis, selon la première de ces éventualités. Ce rapport doit contenir les renseignements suivants : la quantité de matières immergées au(x) lieu(x) d'immersion et les dates auxquelles les activités d'immersion ont eu lieu.

12.3. Ce permis doit être affiché dans un endroit de l'installation accessible au public.

*Le directeur régional
Direction des activités de protection de l'environnement
Région de l'Atlantique*
I. R. GEOFFREY MERCER
Au nom du ministre de l'Environnement

[35-1-o]

DEPARTMENT OF INDUSTRY

RADIOCOMMUNICATION ACT

Notice No. SMSE-012-11 — Consultation on a policy and technical framework for the use of non-broadcasting applications in the television broadcasting bands below 698 MHz

The intent of this notice is to initiate, through the release of the above-mentioned document, a public consultation on the use of non-broadcasting applications in television broadcasting frequency bands below 698 MHz.

Discussion

Through the release of its consultation paper, Industry Canada is initiating a consultation on a policy and technical framework for the use of non-broadcasting applications in television broadcasting frequency bands below 698 MHz. Comments are sought on the possible introduction of licence-exempt television white

MINISTÈRE DE L'INDUSTRIE

LOI SUR LA RADIOCOMMUNICATION

Avis n° SMSE-012-11 — Consultation sur un cadre politique et technique pour l'utilisation d'applications autres que la radiodiffusion dans les bandes de télévision inférieures à 698 MHz

Le présent avis a pour objet d'annoncer, par la publication du document susmentionné, le lancement de la consultation publique au sujet d'une politique proposée en vue de l'utilisation des bandes de télévision inférieures à 698 MHz.

Discussion

Par la publication de son document de consultation, Industrie Canada lance une discussion sur un cadre politique et technique visant l'utilisation d'applications autres que la radiodiffusion dans les bandes de télévision inférieures à 698 MHz. Des commentaires sont sollicités sur la potentielle arrivée sur le marché de

space devices, possible changes to the policy and regulatory framework for licensed remote rural broadband systems, and potential changes to the policy and regulatory framework for low-power apparatus, such as wireless microphones.

Television broadcasters, news and entertainment organizations, rural Internet service providers, manufacturers of wireless networking equipment and other stakeholders are encouraged to read the consultation document and to submit a reply to questions of interest to them.

Submitting comments

Respondents are requested to provide their comments in electronic format (WordPerfect, Microsoft Word or Adobe PDF) to the following email address: Spectrum.Engineering@ic.gc.ca, along with a note specifying the software, version number and operating system used.

Written submissions should be addressed to the Manager, Fixed Wireless Planning, Industry Canada, 19th Floor, 300 Slater Street, Ottawa, Ontario K1A 0C8.

All submissions should cite the *Canada Gazette*, Part I, the publication date, the title and the notice reference number (SMSE-012-11). To ensure consideration, parties should submit their comments no later than November 4, 2011. Soon after the close of the comment period, all comments received will be posted on Industry Canada's Spectrum Management and Telecommunications Web site at www.ic.gc.ca/spectrum.

The Department will also provide interested parties with the opportunity to reply to comments from other parties. Reply comments will be accepted until December 2, 2011.

Following the initial comment period, the Department may, at its discretion, request additional information if needed to clarify significant positions or new proposals. In such a case, the reply comment deadline would be extended.

Obtaining copies

Copies of this notice and of documents referred to herein are available electronically on Industry Canada's Spectrum Management and Telecommunications Web site at www.ic.gc.ca/spectrum.

Official versions of *Canada Gazette* notices can be viewed at www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/index-eng.html. Printed copies of the *Canada Gazette* can be ordered by telephoning the sales counter of Publishing and Depository Services at 613-941-5995 or 1-800-635-7943.

August 19, 2011

MARC DUPUIS
Director General
Engineering, Planning and Standards Branch

[35-1-o]

dispositifs d'espaces blancs exemptés de licences pour le spectre de télévision, sur les changements qu'il faudra peut-être apporter au cadre politique et réglementaire concernant les systèmes à large bande en régions rurales éloignées et, enfin, sur les modifications probables au cadre politique et réglementaire ayant trait aux appareils à faible puissance autorisés en vertu d'une licence (les microphones sans fil, par exemple).

Les télédiffuseurs, les agences de nouvelles et de divertissement, les fournisseurs de service Internet en régions rurales, les fabricants d'appareils de réseau sans fils, et autres parties intéressées sont encouragés à lire la consultation et soumettre leurs réponses aux questions qui leur sont d'intérêt.

Présentation des commentaires

Les répondants sont invités à soumettre leurs observations sous forme électronique (WordPerfect, Microsoft Word ou Adobe PDF) à l'adresse électronique Genie-du-Spectre@ic.gc.ca, en y joignant une note précisant le logiciel, la version du logiciel et le système d'exploitation.

Les documents présentés par écrit doivent être adressés au Gestionnaire, Planification des communications fixes sans fil, DGGPN, Industrie Canada, 19^e étage, 300, rue Slater, Ottawa (Ontario) K1A 0C8.

Tous les documents doivent citer la Partie I de la *Gazette du Canada*, la date de publication, le titre et le numéro de référence de l'avis (SMSE-012-11). Pour garantir la prise en compte de leurs commentaires, les intéressés doivent les soumettre au plus tard le 4 novembre 2011. Peu après la fin de la période réservée aux commentaires, ces derniers seront versés sur le site Web de Gestion du spectre et télécommunications d'Industrie Canada à l'adresse www.ic.gc.ca/spectre.

Le Ministère offrira également, aux personnes intéressées, la possibilité de répondre aux commentaires présentés par les autres parties. Ces commentaires seront acceptés jusqu'au 2 décembre 2011.

Après la période initiale de présentation des commentaires, le Ministère peut, à sa discrétion, demander des renseignements supplémentaires au besoin pour clarifier des opinions importantes ou obtenir de nouvelles propositions. Dans ce cas, la date limite de réaction aux commentaires sera reportée.

Pour obtenir des copies

Le présent avis ainsi que les documents cités sont affichés sur le site Web de Gestion du spectre et télécommunications d'Industrie Canada à l'adresse suivante : www.ic.gc.ca/spectre.

On peut obtenir la version officielle des avis de la *Gazette du Canada* à l'adresse suivante : www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/index-fra.html. On peut également se procurer un exemplaire de la *Gazette du Canada* en communiquant avec le comptoir des ventes des Éditions et Services de dépôt au 613-941-5995 ou au 1-800-635-7943.

Le 19 août 2011

Le directeur général
Direction générale du génie,
de la planification et des normes
MARC DUPUIS

[35-1-o]

DEPARTMENT OF TRANSPORT

CANADA MARINE ACT

*Trois-Rivières Port Authority — Supplementary letters patent***BY THE MINISTER OF TRANSPORT**

WHEREAS Letters Patent were issued by the Minister of Transport (“Minister”) for the Trois-Rivières Port Authority (“Authority”), under the authority of the *Canada Marine Act*, effective May 1, 1999;

WHEREAS in support of port operations, the Authority wishes to acquire from Jacques Leclerc and Marie-Claire Fortin the real property described in the Schedule hereto;

WHEREAS Schedule C of the Letters Patent describes the real property, other than federal real property, held or occupied by the Authority;

WHEREAS the board of directors of the Authority has requested that the Minister issue Supplementary Letters Patent to add to Schedule C of the Letters Patent the real property described in the Schedule hereto;

NOW THEREFORE, under the authority of section 9 of the *Canada Marine Act* the Letters Patent of the Authority are amended by adding to Schedule C of the Letters Patent the real property described in the Schedule hereto.

These Supplementary Letters Patent are to be effective on the date of registration in the Land register of Quebec, Registration Division of Trois-Rivières, of the deed of sale evidencing the transfer of the real property described in the Schedule hereto from Jacques Leclerc and Marie-Claire Fortin to the Authority.

ISSUED under my hand this 3rd day of August, 2011.

Denise Lebel, P.C., M.P.
Minister of Transport

SCHEDULE**Description of the real property, other than federal real property, acquired and managed by the Trois-Rivières Port Authority and nature of the act of transfer of ownership.**

<u>Nature of the Act of Transfer of Ownership</u>	<u>Name and Capacity of Parties</u>	<u>Description of Real Property Acquired</u>
Deed of Sale	Jacques Leclerc and Marie-Claire Fortin, Seller Trois-Rivières Port Authority, Buyer	Immovable known and described as lot number one million nineteen thousand one hundred and four (1 019 104) registered in the Cadastre of Quebec, Registration Division of Trois-Rivières. With buildings thereon erected, bearing civic numbers 140 and 140-A Rue Carleton, in Trois-Rivières. A certificate of location prepared at Trois-Rivières on May 11, 2011, under number 2507 of the minutes of Michel Plante, Land Surveyor, describes and situates the above immovable.

[35-1-o]

MINISTÈRE DES TRANSPORTS

LOI MARITIME DU CANADA

*Administration portuaire de Trois-Rivières — Lettres patentes supplémentaires***PAR LE MINISTRE DES TRANSPORTS**

ATTENDU QUE des Lettres patentes ont été délivrées par le ministre des Transports (« ministre ») à l’Administration portuaire de Trois-Rivières (« l’Administration »), en vertu des pouvoirs prévus dans la *Loi maritime du Canada*, prenant effet le 1^{er} mai 1999;

ATTENDU QUE pour appuyer les opérations du port, l’Administration désire acquérir, de Jacques Leclerc et Marie-Claire Fortin, l’immeuble décrit à l’Annexe ci-après;

ATTENDU QUE l’Annexe « C » des Lettres patentes décrit les immeubles, autres que les immeubles fédéraux, que l’Administration occupe ou détient;

ATTENDU QUE le conseil d’administration de l’Administration a demandé au ministre de délivrer des Lettres patentes supplémentaires pour ajouter, à l’Annexe « C » des Lettres patentes, l’immeuble décrit à l’Annexe ci-après;

À CES CAUSES, en vertu des pouvoirs prévus à l’article 9 de la *Loi maritime du Canada*, les Lettres patentes de l’Administration sont modifiées par l’ajout de l’immeuble décrit à l’Annexe ci-après à l’Annexe « C » des Lettres patentes.

Ces Lettres patentes supplémentaires entreront en vigueur à la date de publication au Registre foncier du Québec, circonscription foncière de Trois-Rivières, de l’acte de vente attestant la vente de l’immeuble décrit à l’Annexe ci-après, de Jacques Leclerc et Marie-Claire Fortin à l’Administration.

DÉLIVRÉES sous mon seing le 3^e jour d’août 2011.

Denise Lebel, C.P., député
Ministre des Transports

ANNEXE**Description des immeubles, autres que les immeubles fédéraux, acquis et gérés par l’Administration portuaire de Trois-Rivières et nature de l’acte de transfert de propriété.**

<u>Nature de l’acte de transfert de propriété</u>	<u>Nom et qualités des parties</u>	<u>Description de l’immeuble acquis</u>
Acte de vente	Jacques Leclerc et Marie-Claire Fortin, Vendeur Administration portuaire de Trois-Rivières, Acquéreur	Immeuble connu et désigné comme étant le lot numéro un million dix-neuf mille cent quatre (1 019 104) au cadastre du Québec, circonscription foncière de Trois-Rivières. Avec les bâtiments y érigés, portant les numéros civiques 140 et 140-A, rue Carleton à Trois-Rivières. Un certificat de localisation préparé à Trois-Rivières le 11 mai 2011, sous le numéro 2507 des minutes de Michel Plante, arpenteur-géomètre, décrit et situe l’immeuble ci-dessus.

[35-1-o]

NOTICE OF VACANCIES**IMMIGRATION AND REFUGEE BOARD OF CANADA**

Members of the Refugee Appeal Division (RAD) and the Immigration Appeal Division (IAD) [full-time positions]

Location: Montréal

The Immigration and Refugee Board (IRB) of Canada is an independent quasi-judicial administrative tribunal. The IRB hears refugee protection claims and immigration and refugee appeals, holds admissibility hearings, and conducts detention reviews.

As independent single decision-makers, RAD and IAD members conduct hearings and render decisions on immigration and refugee appeals.

The preferred candidates will possess the following education, experience, knowledge, abilities and skills, personal suitability, and technical competency.

Education

- A degree from a recognized university or an acceptable combination of education, training, and/or experience.

Experience

Candidates must have experience in working with members of diverse communities or have been exposed to different cultural perspectives. Candidates must also have experience in one or more of the following:

- Working in a decision-making environment;
- Presiding at committees, hearings or meetings;
- Implementing or interpreting legislation respecting the security or protection of persons;
- Working in a field of human rights or with refugees; and
- Working in an investigation, adjudication, mediation, or conflict resolution capacity.

Language

- Proficiency in both official languages would be an asset.

Knowledge

- Knowledge of the role and mandate of the Immigration and Refugee Board of Canada and its members.

Abilities and skills

- Communication
- Conceptual thinking
- Cultural sensitivity
- Decision-making skills
- Investigative skills
- Judgement / analytical thinking
- Organizational skills
- Results orientation
- Self-control

Personal suitability

- Commitment to public service
- Commitment to ethics
- Reliability

AVIS DE POSTES VACANTS**COMMISSION DE L'IMMIGRATION ET DU STATUT DE RÉFUGIÉ DU CANADA**

Commissaires de la Section d'appel des réfugiés (SAR) et de la Section d'appel de l'immigration (SAI) [postes à temps plein]

Endroit : Montréal

La Commission de l'immigration et du statut de réfugié du Canada (CISR) est un tribunal administratif quasi judiciaire indépendant. La CISR procède à l'instruction des demandes d'asile présentées et des appels en matière d'immigration et de réfugiés, effectue des enquêtes, et contrôle les motifs de détention.

En qualité de décideurs siégeant seuls, les commissaires de la SAR et de la SAI tiennent des audiences et rendent des décisions dans les appels en matière d'immigration et de réfugiés.

Les personnes choisies possèdent l'instruction, l'expérience, les connaissances, les capacités et les compétences, les qualités personnelles, et les compétences techniques énumérées ci-après.

Études

- Diplôme d'une université reconnue ou combinaison acceptable d'études, de formation et/ou d'expérience.

Expérience

Les candidats doivent avoir une expérience de travail avec des membres de diverses communautés ou avoir été exposés à différentes perspectives culturelles. Les candidats doivent aussi posséder de l'expérience dans un ou plusieurs des domaines suivants :

- Travail dans un contexte décisionnel;
- Présidence de comités, d'audiences ou de réunions;
- Mise en œuvre ou interprétation de la législation relative à la sécurité ou à la protection des personnes;
- Travail dans un domaine lié aux droits de la personne ou aux réfugiés;
- Travail dans un domaine lié aux enquêtes, au processus décisionnel, à la médiation ou à la résolution de conflits.

Exigences linguistiques

- La maîtrise des deux langues officielles constituerait un atout.

Connaissances

- Connaissance du rôle et du mandat de la Commission de l'immigration et du statut de réfugié du Canada et de ses commissaires.

Capacités et compétences

- Communication
- Raisonnement conceptuel
- Sensibilité aux différences culturelles
- Prise de décisions
- Compétences en matière d'enquête
- Jugement/raisonnement analytique
- Sens de l'organisation
- Orientation vers les résultats
- Maîtrise de soi

Qualités personnelles

- Engagement à l'égard de la fonction publique
- Engagement à l'égard de l'éthique
- Fiabilité

- Open-mindedness
- Tact

Technical competency

- Computer literacy

As an equal opportunity employer, the IRB is committed to achieving a skilled, diversified workforce that reflects the diversity of the Canadian population. We encourage members of the following designated groups to apply and self-identify: women, members of a visible minority group, Aboriginal peoples, and persons with disabilities.

The preferred candidates must comply with the *Ethical and Political Activity Guidelines for Public Office Holders*. The guidelines are available on the Governor in Council Appointments Web site, under "Reference Material," at www.appointments-nominations.gc.ca.

The selected candidates will be subject to the *Conflict of Interest Act*. Public office holders appointed on a full-time basis must submit to the Office of the Conflict of Interest and Ethics Commissioner, within 60 days of appointment, a Confidential Report in which they disclose all of their assets, liabilities and outside activities. For more information, please visit the Office of the Conflict of Interest and Ethics Commissioner's Web site at <http://ciec-ccie.gc.ca>.

This notice has been placed in the *Canada Gazette* to assist the Governor in Council in identifying qualified candidates for these positions. It is not, however, intended to be the sole means of recruitment.

All individuals wishing to be considered for full-time appointment to the IRB must complete an application form. Applications forwarded through the internet or fax will not be considered for reasons of confidentiality. The application form and additional information concerning the competency-based selection process can be found on the IRB Web site at www.irb-cisr.gc.ca/members.

Further details about the organization and its activities can be found on its Web site at www.irb-cisr.gc.ca.

Interested candidates should forward their curriculum vitae and application form by September 26, 2011, to the Director, GIC Secretariat Services, Immigration and Refugee Board of Canada, 344 Slater Street, Room 14-075, Ottawa, Ontario K1A 0K1.

Candidates must clearly demonstrate that they meet all of the requirements. While we appreciate all applications, only selected applicants will be contacted.

Bilingual notices of vacancies will be produced in an alternative format (audio cassette, diskette, Braille, large print, etc.) upon request. For further information, please contact Publishing and Depository Services, Public Works and Government Services Canada, Ottawa, Ontario K1A 0S5, 613-941-5995 or 1-800-635-7943.

- Ouverture d'esprit
- Tact

Compétences techniques

- Maîtrise de l'informatique

En tant qu'employeur favorisant l'équité en matière d'emploi, la CISR s'engage à se doter d'un effectif compétent et varié qui reflète la diversité de la population canadienne. Nous encourageons les membres des groupes désignés suivants à soumettre leur candidature et à s'auto-identifier : les femmes, les membres des groupes de minorités visibles, les Autochtones et les personnes handicapées.

Les personnes retenues doivent se conformer aux *Lignes directrices en matière d'éthique et d'activités politiques à l'intention des titulaires de charge publique*. Vous pouvez consulter ces lignes directrices sur le site Web des Nominations par le gouverneur en conseil, sous « Documents de référence », à l'adresse suivante : www.appointments-nominations.gc.ca.

Les personnes sélectionnées seront assujetties à la *Loi sur les conflits d'intérêts*. Les titulaires de charge publique nommés à temps plein doivent soumettre au Commissariat aux conflits d'intérêts et à l'éthique, dans les 60 jours qui suivent la date de leur nomination, un rapport confidentiel dans lequel ils déclarent leurs biens et exigibilités ainsi que leurs activités extérieures. Pour plus d'information, veuillez consulter le site Web du Commissariat aux conflits d'intérêts et à l'éthique à l'adresse suivante : <http://ciec-ccie.gc.ca>.

Cette annonce paraît dans la *Gazette du Canada* afin de permettre au gouverneur en conseil de trouver des personnes qualifiées pour ces postes. Cependant, le recrutement ne se limite pas à cette seule façon de procéder.

Toutes les personnes qui veulent présenter leur candidature pour une nomination à temps plein à la CISR doivent remplir un formulaire de candidature. Les demandes acheminées par Internet ou par télécopieur ne seront pas considérées pour des raisons de confidentialité. Le formulaire de candidature ainsi que des renseignements supplémentaires concernant le processus de sélection fondé sur les compétences figurent sur le site Web de la CISR, à l'adresse suivante : www.cisr-irb.gc.ca/commissaires.

Vous pourrez trouver d'autres renseignements sur la CISR et ses activités sur son site Web, à l'adresse suivante : www.irb-cisr.gc.ca.

Les candidats intéressés doivent faire parvenir leur curriculum vitae et leur formulaire de candidature d'ici le 26 septembre 2011, à la Directrice des Services de secrétariat pour les PND, Commission de l'immigration et du statut de réfugié du Canada, 344, rue Slater, Bureau 14-075, Ottawa (Ontario) K1A 0K1.

Les candidats doivent clairement démontrer qu'ils répondent à toutes les exigences. Même si nous évaluons toutes les demandes, nous communiquerons seulement avec les candidats retenus.

Les avis de postes vacants sont disponibles sur demande dans les deux langues officielles et en média substitut (audiocassette, disquette, braille, imprimé à gros caractères, etc.). Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec les Éditions et Services de dépôt, Travaux publics et Services gouvernementaux Canada, Ottawa (Ontario) K1A 0S5, 613-941-5995 ou 1-800-635-7943.

PARLIAMENT**HOUSE OF COMMONS**

First Session, Forty-First Parliament

PRIVATE BILLS

Standing Order 130 respecting notices of intended applications for private bills was published in the *Canada Gazette*, Part I, on May 28, 2011.

For further information, contact the Private Members' Business Office, House of Commons, Centre Block, Room 134-C, Ottawa, Ontario K1A 0A6, 613-992-6443.

AUDREY O'BRIEN

Clerk of the House of Commons

COMMISSIONER OF CANADA ELECTIONS**CANADA ELECTIONS ACT***Compliance agreement*

This notice is published by the Commissioner of Canada Elections pursuant to section 521 of the *Canada Elections Act*, S.C. 2000, c. 9.

On March 22, 2011, the Commissioner of Canada Elections entered into a compliance agreement with Mr. Antoine Kaluzny (hereinafter referred to as the Contracting Party), of the City of Montréal, Province of Quebec, pursuant to section 517 of the *Canada Elections Act*.

The facts relate to the 2008 federal general election and involve the making by the Contracting Party to his own electoral campaign of a contribution exceeding the maximum contribution that an independent candidate is authorized to make to his or her electoral campaign pursuant to paragraphs 405(1)(b) and 405(4)(b) of the *Canada Elections Act*. Also, the Contracting Party received his own contribution, contrary to subsection 438(2) of the *Canada Elections Act*.

During the 2008 federal general election, the maximum contribution that a candidate was permitted to make to his or her campaign was \$2,100.00.

The Contracting Party paid his electoral campaign expenses with his own funds for a total amount of \$22,981.65, exceeding the maximum contribution permitted by \$20,881.65 (\$22,981.65 - \$2,100.00 = \$20,881.65).

Pursuant to subsection 404.2(1) of the *Canada Elections Act*, any money that is used for a candidate's campaign out of his or her own funds is considered to be a contribution for the purposes of the Act.

The Contracting Party acknowledged and accepted responsibility for these acts, and undertook to comply with the relevant provisions of the *Canada Elections Act* in the future.

Prior to the conclusion of the agreement, the Commissioner of Canada Elections took into account the co-operation of the Contracting Party and his timely admission of the facts.

August 11, 2011

WILLIAM H. CORBETT

Commissioner of Canada Elections

[35-1-o]

PARLEMENT**CHAMBRE DES COMMUNES**

Première session, quarante et unième législature

PROJETS DE LOI D'INTÉRÊT PRIVÉ

L'article 130 du Règlement relatif aux avis de demande de projets de loi d'intérêt privé a été publié dans la Partie I de la *Gazette du Canada* du 28 mai 2011.

Pour de plus amples renseignements, prière de communiquer avec le Bureau des affaires émanant des députés, Chambre des communes, Édifice du Centre, Pièce 134-C, Ottawa (Ontario) K1A 0A6, 613-992-6443.

La greffière de la Chambre des communes

AUDREY O'BRIEN

COMMISSAIRE AUX ÉLECTIONS FÉDÉRALES**LOI ÉLECTORALE DU CANADA***Transaction*

Le présent avis est publié par le commissaire aux élections fédérales, en vertu de l'article 521 de la *Loi électorale du Canada*, L.C. 2000, ch. 9.

Le 22 mars 2011, le commissaire aux élections fédérales a conclu une transaction avec M. Antoine Kaluzny (ci-après nommé l'intéressé), résident de la ville de Montréal (Québec), conformément à l'article 517 de la *Loi électorale du Canada*.

Les faits de la transaction sont relatifs à l'élection fédérale générale de 2008 et consistent en ce que l'intéressé avait apporté à sa campagne électorale une contribution qui excédait la contribution maximale qu'un candidat indépendant était légalement autorisé à apporter à sa campagne électorale conformément aux alinéas 405(1)(b) et 405(4)(b) de la *Loi électorale du Canada*. L'intéressé avait également reçu sa propre contribution contrairement au paragraphe 438(2) de la *Loi électorale du Canada*.

Pendant l'élection fédérale générale de 2008, la contribution maximale qu'un candidat indépendant était autorisé à apporter à sa campagne électorale était fixée à 2 100,00 \$.

L'intéressé avait acquitté à même ses fonds personnels toutes les dépenses de sa campagne électorale qui s'élevaient à 22 981,65 \$ et, ce faisant, avait apporté à sa campagne électorale une contribution excédant la contribution maximale permise de 20 881,65 \$ (22 981,65 \$ - 2 100,00 \$ = 20 881,65 \$).

En vertu du paragraphe 404.2(1) de la *Loi électorale du Canada*, sont considérés comme une contribution au sens de la loi les fonds qu'un particulier affecte à sa campagne à titre de candidat.

L'intéressé a reconnu sa responsabilité et s'est engagé à respecter les dispositions pertinentes de la *Loi électorale du Canada* à l'avenir.

Pour conclure la présente entente, le commissaire aux élections fédérales a tenu compte de la collaboration offerte par l'intéressé et de son admission des faits en temps opportun.

Le 11 août 2011

Le commissaire aux élections fédérales

WILLIAM H. CORBETT

[35-1-o]

COMMISSIONS

CANADA REVENUE AGENCY

INCOME TAX ACT

Revocation of registration of charities

The following notice of proposed revocation was sent to the charities listed below revoking them for failure to meet the parts of the *Income Tax Act* as listed in this notice:

“Notice is hereby given, pursuant to paragraphs 168(1)(b), 168(1)(d) and 168(1)(e) of the *Income Tax Act*, that I propose to revoke the registration of the organizations listed below and that the revocation of the registration is effective on the date of publication of this notice.”

Business Number Numéro d'entreprise	Name/Nom Address/Adresse
119265775RR0001	TORONTO ABUNDANT LIFE FELLOWSHIP ASSEMBLIES (PENTICOSTAL), TORONTO, ONT.
890221260RR0001	M & RM TRAINING CENTRE & WORKSHOP TORONTO, TORONTO, ONT.

CATHY HAWARA
*Director General
Charities Directorate*

[35-1-o]

*La directrice générale
Direction des organismes de bienfaisance*
CATHY HAWARA

[35-1-o]

CANADIAN INTERNATIONAL TRADE TRIBUNAL

APPEALS

Notice No. HA-2011-010

The Canadian International Trade Tribunal (the Tribunal) will hold public hearings to consider the appeals referenced hereunder. These hearings will be held beginning at 9:30 a.m., in the Tribunal's Hearing Room No. 2, 18th Floor, Standard Life Centre, 333 Laurier Avenue W, Ottawa, Ontario. Interested persons planning to attend should contact the Tribunal at 613-998-9908 to obtain further information and to confirm that the hearings will be held as scheduled.

Customs Act

Beckman Coulter Canada Inc. v. President of the Canada Border Services Agency

Date of Hearing: September 20, 2011
 Appeal No.: AP-2010-065
 Goods in Issue: Polyflex® drive belts, part number 5M475
 Issue: Whether the goods in issue are entitled to the benefit of tariff item No. 9977.00.00 as articles for use in instruments and appliances used in medical, surgical, dental or veterinary sciences, including scintigraphic apparatus, other electro-medical apparatus and sight testing-instruments, as claimed by Beckman Coulter Canada Inc.
 Tariff Item at Issue: 9977.00.00

COMMISSIONS

AGENCE DU REVENU DU CANADA

LOI DE L'IMPÔT SUR LE REVENU

Révocation de l'enregistrement d'organismes de bienfaisance

L'avis d'intention de révocation suivant a été envoyé aux organismes de bienfaisance indiqués ci-après parce qu'ils n'ont pas respecté les parties de la *Loi de l'impôt sur le revenu* tel qu'il est indiqué ci-dessous :

« Avis est donné par les présentes que, conformément aux alinéas 168(1)b), 168(1)d) et 168(1)e) de la *Loi de l'impôt sur le revenu*, j'ai l'intention de révoquer l'enregistrement des organismes mentionnés ci-dessous et que la révocation de l'enregistrement entre en vigueur à la publication du présent avis. »

TRIBUNAL CANADIEN DU COMMERCE EXTÉRIEUR

APPELS

Avis n° HA-2011-010

Le Tribunal canadien du commerce extérieur (le Tribunal) tiendra des audiences publiques afin d'entendre les appels mentionnés ci-dessous. Les audiences débuteront à 9 h 30 et auront lieu dans la salle d'audience n° 2 du Tribunal, 18^e étage, Standard Life Centre, 333, avenue Laurier Ouest, Ottawa (Ontario). Les personnes intéressées qui ont l'intention d'assister à l'une ou l'autre des audiences doivent s'adresser au Tribunal en composant le 613-998-9908 si elles désirent plus de renseignements ou si elles veulent confirmer la date d'une audience.

Loi sur les douanes

Beckman Coulter Canada Inc. c. Président de l'Agence des services frontaliers du Canada

Date de l'audience : Le 20 septembre 2011
 Appel n° : AP-2010-065
 Marchandises en cause : Courroies d'entraînement en Polyflex®, numéro de pièce 5M475
 Question en litige : Déterminer si les marchandises en cause sont admissibles aux avantages du numéro tarifaire 9977.00.00 à titre d'articles devant servir dans les instruments et appareils pour la médecine, la chirurgie, l'art dentaire ou l'art vétérinaire, y compris les appareils de scintigraphie et autres appareils électromédicaux ainsi que les appareils pour tests visuels, comme le soutient Beckman Coulter Canada Inc.
 Numéro tarifaire en cause : 9977.00.00

Customs Act

CE Franklin Ltd. v. President of the Canada Border Services Agency

Date of Hearing: September 22, 2011

Appeal No.: AP-2010-066

Goods in Issue: Cronifer 1925 hMo polished rods

Issues: Whether the goods in issue are properly classified under tariff item No. 8413.91.10 as polished rods designed for oilfield related pumps, and parts thereof, as determined by the President of the Canada Border Services Agency, or should be classified under tariff item No. 7222.30.00 as other bars and rods of stainless steel, as claimed by CE Franklin Ltd.

Whether the goods in issue are entitled to the benefits of tariff item No. 9910.00.00 as materials for use in the manufacture of goods of Section XVI, of Chapter 40, 73 or 90, or of heading 59.10 or 87.05 (excluding the motor vehicle chassis portion and parts thereof), such goods being used in the exploration, discovery, development, maintenance, testing, depletion or production of oil or natural gas wells up to and including the wellhead assembly or surface oil pumping unit.

Tariff Items at Issue:

CE Franklin Ltd.—7222.30.00 and 9910.00.00
President of the Canada Border Services Agency—8413.91.10

August 19, 2011

By order of the Tribunal
DOMINIQUE LAPORTE
Secretary

[35-1-o]

CANADIAN INTERNATIONAL TRADE TRIBUNAL**ORDERS***Flat hot-rolled carbon and alloy steel sheet and strip*

Notice is hereby given that, on August 15, 2011, the Canadian International Trade Tribunal (the Tribunal) made the following orders:

Pursuant to paragraph 76.03(12)(b) of the *Special Import Measures Act* (SIMA), the Tribunal continued its order (Expiry Review No. RR-2010-001) in respect of flat hot-rolled carbon and alloy steel sheet and strip originating in or exported from Brazil, the People's Republic of China, Chinese Taipei, India and Ukraine (Member Vincent dissenting in part).

Pursuant to subparagraph 76.03(12)(a)(i) of SIMA, and following the determination of the President of the Canada Border Services Agency that the expiry of the order was unlikely to result in the continuation or resumption of dumping of flat hot-rolled carbon and alloy steel sheet and strip originating in or exported from South Africa, the Tribunal rescinded its order in respect of these goods.

Ottawa, August 15, 2011

DOMINIQUE LAPORTE
Secretary

[35-1-o]

Loi sur les douanes

CE Franklin Ltd. c. Président de l'Agence des services frontaliers du Canada

Date de l'audience : Le 22 septembre 2011

Appel n° : AP-2010-066

Marchandises en

cause : Tige polie en acier inoxydable « Cronifer 1925 hMo »

Questions en litige : Déterminer si les marchandises en cause sont correctement classées dans le numéro tarifaire 8413.91.10 à titre de tiges polies pour les pompes conçues pour la production du pétrole ou du gaz naturel, ou leurs parties, comme l'a déterminé le président de l'Agence des services frontaliers du Canada, ou si elles doivent être classées dans le numéro tarifaire 7222.30.00 à titre d'autres barres et profilés en acier inoxydable, comme l'a déterminé CE Franklin Ltd.

Déterminer si les marchandises en cause sont admissibles aux bénéfices du numéro tarifaire 9910.00.00 à titre de matériel devant servir à la fabrication des marchandises de la Section XVI, des Chapitres 40, 73 ou 90, ou des positions 59.10 ou 87.05 (à l'exclusion des châssis des véhicules automobiles et leurs parties), ces marchandises devant être utilisées dans les travaux d'exploration, de découverte, de mise en valeur, d'entretien, d'essai, d'épuisement ou de mise en exploration de puits de pétrole ou de gaz naturel, jusqu'à et y compris la vanne de distribution sur place.

Numéros tarifaires en cause :

CE Franklin Ltd. — 7222.30.00 et 9910.00.00
Président de l'Agence des services frontaliers du Canada — 8413.91.10

Le 19 août 2011

Par ordre du Tribunal
Le secrétaire
DOMINIQUE LAPORTE

[35-1-o]

TRIBUNAL CANADIEN DU COMMERCE EXTÉRIEUR**ORDONNANCES***Feuillards et tôles plats en acier au carbone et en acier allié, laminés à chaud*

Avis est donné par la présente que, le 15 août 2011, le Tribunal canadien du commerce extérieur (le Tribunal) a rendu les ordonnances suivantes :

Conformément à l'alinéa 76.03(12)(b) de la *Loi sur les mesures spéciales d'importation* (LMSI), le Tribunal a prorogé son ordonnance (réexamen relatif à l'expiration n° RR-2010-001) concernant les feuillards et tôles plats en acier au carbone et en acier allié, laminés à chaud, originaires ou exportés du Brésil, de la République populaire de Chine, du Taipei chinois, de l'Inde et de l'Ukraine (opinion dissidente en partie du membre Vincent).

Aux termes de l'alinéa 76.03(12)(a) de la LMSI, et à la suite de la décision du président de l'Agence des services frontaliers du Canada selon laquelle l'expiration de l'ordonnance ne causera vraisemblablement pas la poursuite ou la reprise du dumping des feuillards et tôles plats en acier au carbone et en acier allié, laminés à chaud, originaires ou exportés de l'Afrique du Sud, le Tribunal a annulé son ordonnance concernant ces marchandises.

Ottawa, le 15 août 2011

Le secrétaire
DOMINIQUE LAPORTE

[35-1-o]

**CANADIAN RADIO-TELEVISION AND
TELECOMMUNICATIONS COMMISSION**

NOTICE TO INTERESTED PARTIES

The Commission posts on its Web site the decisions, notices of consultation and regulatory policies that it publishes, as well as information bulletins and orders. On April 1, 2011, the *Canadian Radio-television and Telecommunications Commission Rules of Practice and Procedure* came into force. As indicated in Part 1 of these Rules, some broadcasting applications are posted directly on the Commission's Web site, www.crtc.gc.ca, under "Part 1 Applications."

To be up to date on all ongoing proceedings, it is important to regularly consult "Today's Releases" on the Commission's Web site, which includes daily updates to notices of consultation that have been published and ongoing proceedings, as well as a link to Part 1 applications.

The following documents are abridged versions of the Commission's original documents. The original documents contain a more detailed outline of the applications, including the locations and addresses where the complete files for the proceeding may be examined. These documents are posted on the Commission's Web site and may also be examined at the Commission's offices and public examination rooms. Furthermore, all documents relating to a proceeding, including the notices and applications, are posted on the Commission's Web site under "Public Proceedings."

**CANADIAN RADIO-TELEVISION AND
TELECOMMUNICATIONS COMMISSION**

REGULATORY POLICIES

2011-507

August 18, 2011

Implementation of the campus and community radio policy

The Commission sets out its determinations concerning follow-up proceedings that it launched to implement and give full effect to its policy for campus and community radio set out in Broadcasting Regulatory Policy 2010-499. The Commission finds that:

- it is appropriate to maintain the current levels of Canadian musical selections for campus and community radio stations; and
- while it is not necessary to establish general requirements on volunteer participation, the Commission may impose such requirements by condition of licence on a case by case basis, as necessary.

Amendments to the *Radio Regulations, 1986*, to implement the campus and community radio policy and the determinations set out in this regulatory policy, as well as those in Broadcasting Regulatory Policy 2011-431 relating to the Community Radio Fund of Canada, are set out in the Appendix. The amended Regulations will come into force on September 1, 2011.

**CONSEIL DE LA RADIODIFFUSION ET DES
TÉLÉCOMMUNICATIONS CANADIENNES**

AVIS AUX INTÉRESSÉS

Le Conseil affiche sur son site Web les décisions, les avis de consultation et les politiques réglementaires qu'il publie ainsi que les bulletins d'information et les ordonnances. Le 1^{er} avril 2011, les *Règles de pratique et de procédure du Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes* sont entrées en vigueur. Tel qu'il est prévu dans la partie 1 de ces règles, le Conseil affiche directement sur son site Web, www.crtc.gc.ca, certaines demandes de radiodiffusion sous la rubrique « Demandes de la Partie 1 ».

Pour être à jour sur toutes les instances en cours, il est important de consulter régulièrement la rubrique « Nouvelles du jour » du site Web du Conseil, qui comporte une mise à jour quotidienne des avis de consultation publiés et des instances en cours, ainsi qu'un lien aux demandes de la partie 1.

Les documents qui suivent sont des versions abrégées des documents originaux du Conseil. Les documents originaux contiennent une description plus détaillée de chacune des demandes, y compris les lieux et les adresses où l'on peut consulter les dossiers complets de l'instance. Ces documents sont affichés sur le site Web du Conseil et peuvent également être consultés aux bureaux et aux salles d'examen public du Conseil. Par ailleurs, tous les documents qui se rapportent à une instance, y compris les avis et les demandes, sont affichés sur le site Web du Conseil sous « Instances publiques ».

**CONSEIL DE LA RADIODIFFUSION ET DES
TÉLÉCOMMUNICATIONS CANADIENNES**

POLITIQUES RÉGLEMENTAIRES

2011-507

Le 18 août 2011

Mise en œuvre de la politique relative à la radio de campus et à la radio communautaire

Le Conseil énonce ses décisions à l'égard des instances de suivi qu'il a lancées en vue de mettre en œuvre la politique relative à la radio de campus et à la radio communautaire énoncée dans la politique réglementaire de radiodiffusion 2010-499 et afin d'en tenir pleinement compte. Ses conclusions sont les suivantes :

- les seuils actuels de diffusion de pièces musicales canadiennes par les stations de radio de campus et de radio communautaire devraient être maintenus;
- bien qu'il ne soit pas nécessaire de fixer des obligations générales de participation bénévole, le Conseil peut, s'il le juge nécessaire, imposer de telles exigences au cas par cas, par condition de licence.

Les modifications au *Règlement de 1986 sur la radio* visant à mettre en œuvre la politique relative à la radio de campus et à la radio communautaire et les décisions énoncées dans la présente politique réglementaire ainsi que celles précisées dans la politique réglementaire de radiodiffusion 2011-431 à l'égard du Fonds canadien de la radio communautaire sont énoncées en annexe. Le règlement modifié entrera en vigueur le 1^{er} septembre 2011.

**REGULATIONS AMENDING THE RADIO
REGULATIONS, 1986**

AMENDMENTS

1. (1) The definition “Type A community station” in section 2 of the *Radio Regulations, 1986*¹ is repealed.

(2) The definitions “content category” and “content subcategory” in section 2 of the Regulations are replaced by the following:

“content category” means a content category of broadcast matter that is described in the appendix to Broadcasting Regulatory Policy 2010-819, dated November 5, 2010 and entitled *Revised content categories and subcategories for radio*; (*catégorie de teneur*)

“content subcategory” means a content subcategory of broadcast matter that is described in the appendix to Broadcasting Regulatory Policy 2010-819, dated November 5, 2010 and entitled *Revised content categories and subcategories for radio*; (*sous-catégorie de teneur*)

2. (1) Subsection 2.2(3) of the Regulations is replaced by the following:

(3) Except as otherwise provided under a condition of its licence, an A.M. licensee, F.M. licensee or digital radio licensee shall devote, in a broadcast week,

(a) if the licensee is licensed to operate a community station or campus station, at least 12 % of its musical selections from content category 3 to Canadian selections broadcast in their entirety; or

(b) if the licensee is licensed to operate a station other than a community station or campus station, at least 10 % of its musical selections from content category 3 to Canadian selections and schedule them in a reasonable manner throughout each broadcast day.

(2) Subsection 2.2(14) of the Regulations is repealed.

3. Subsection 7(4) of the Regulations is replaced by the following:

(4) Despite subsection (3), an A.M. licensee, F.M. licensee or digital radio licensee that is licensed to operate a community station or campus station may devote

(a) if it is broadcasting in a market where there is no ethnic station, up to 40 % of a broadcast week to third language programs; or

(b) if it is broadcasting in a market where there is at least one ethnic station, except as otherwise provided by a condition of its licence, up to 15 % of a broadcast week to third language programs.

4. Subparagraph 9(3)(b)(iv) of the Regulations is replaced by the following:

(iv) any content category 3 musical selection, and

5. Subsection 15(4) of the Regulations is replaced by the following:

(4) Except as otherwise provided under a condition of its licence, the licensee whose total revenues are \$1,250,000 or less shall make at least 60 % of the contribution referred to in subsection (2) to FACTOR or MUSICACTION. However, if the licensee is licensed to operate an ethnic station or spoken word station, the licensee may instead make that percentage of the contribution to any eligible initiative that supports the creation of ethnic programs or programming from content category 1, as the case may be.

**RÈGLEMENT MODIFIANT LE RÈGLEMENT
DE 1986 SUR LA RADIO**

MODIFICATIONS

1. (1) La définition de « station communautaire de type A », à l'article 2 du *Règlement de 1986 sur la radio*¹, est abrogée.

(2) Les définitions de « catégorie de teneur » et « sous-catégorie de teneur », à l'article 2 du même règlement, sont respectivement remplacées par ce qui suit :

« catégorie de teneur » Catégorie de teneur visée à l'annexe de la Politique réglementaire de radiodiffusion 2010-819 du 5 novembre 2010 intitulée *Catégories et sous-catégories de teneur révisées pour la radio*. (*content category*)

« sous-catégorie de teneur » Sous-catégorie de teneur visée à l'annexe de la Politique réglementaire de radiodiffusion 2010-819 du 5 novembre 2010 intitulée *Catégories et sous-catégories de teneur révisées pour la radio*. (*content subcategory*)

2. (1) Le paragraphe 2.2(3) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

(3) Sauf condition contraire de sa licence, le titulaire M.A., le titulaire M.F. ou le titulaire radio numérique consacre, au cours de toute semaine de radiodiffusion :

a) s'il est autorisé à exploiter une station communautaire ou de campus, au moins 12 % de ses pièces musicales de catégorie de teneur 3 à des pièces musicales canadiennes diffusées intégralement;

b) s'il est autorisé à exploiter une station autre qu'une station communautaire ou de campus, au moins 10 % de ses pièces musicales de catégorie de teneur 3 à des pièces musicales canadiennes et les répartit de façon raisonnable sur chaque journée de radiodiffusion.

(2) Le paragraphe 2.2(14) du même règlement est abrogé.

3. Le paragraphe 7(4) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

(4) Malgré le paragraphe (3), le titulaire M.A., le titulaire M.F. ou le titulaire radio numérique autorisé à exploiter une station communautaire ou de campus peut consacrer :

a) dans un marché sans station à caractère ethnique, au plus 40 % de toute semaine de radiodiffusion à des émissions dans une troisième langue;

b) dans un marché avec au moins une station à caractère ethnique, au plus 15 % de toute semaine de radiodiffusion à des émissions dans une troisième langue, sauf condition contraire de sa licence.

4. Le sous-alinéa 9(3)(b)(iv) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

(iv) les pièces musicales de la catégorie de teneur 3,

5. Le paragraphe 15(4) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

(4) Sauf condition contraire de sa licence, le titulaire dont les revenus totaux s'élèvent à au plus 1 250 000 \$ verse au moins 60 % de la contribution prévue au paragraphe (2) à FACTOR ou à MUSICACTION. Toutefois, le titulaire autorisé à exploiter une station à caractère ethnique ou une station de créations orales peut verser ce pourcentage à tout projet admissible qui favorise la création d'émissions à caractère ethnique ou de programmation de catégorie de teneur 1, selon le cas.

¹ SOR/86-982

¹ DORS/86-982

(5) Except as otherwise provided under a condition of its license, a licensee whose total revenues are more than \$1,250,000 shall make

(a) at least 15% of the contribution referred to in subsection (2) to the Community Radio Fund of Canada; and

(b) at least 45% of the contribution referred to in subsection (2) to FACTOR or MUSICACTION, however, if the licensee is licensed to operate an ethnic station or spoken word station, the licensee may instead make that percentage of the contribution to any eligible initiative that supports the creation of ethnic programs or programming from content category 1, as the case may be.

COMING INTO FORCE

6. These Regulations come into force on September 1, 2011.

2011-515

August 19, 2011

Addition of RAINews to the lists of eligible satellite services for distribution on a digital basis

The Commission approves a request to add RAINews to the lists of eligible satellite services for distribution on a digital basis and amends the lists accordingly. The revised lists are available on the Commission's Web site at www.crtc.gc.ca, under "Broadcasting Sector."

[35-1-o]

(5) Sauf condition contraire de sa licence, le titulaire dont les revenus totaux dépassent 1 250 000 \$ verse, à la fois :

a) au moins 15 % de la contribution prévue au paragraphe (2) au Fonds canadien de la radio communautaire;

b) au moins 45 % de la contribution prévue au paragraphe (2) à FACTOR ou à MUSICACTION, le titulaire autorisé à exploiter une station à caractère ethnique ou une station de créations orales peut toutefois verser ce pourcentage à tout projet admissible qui favorise la création d'émissions à caractère ethnique ou de programmation de catégorie de teneur 1, selon le cas.

ENTRÉE EN VIGUEUR

6. Le présent règlement entre en vigueur le 1^{er} septembre 2011.

2011-515

Le 19 août 2011

Ajout de RAINews aux listes des services par satellite admissibles à une distribution en mode numérique

Le Conseil approuve une demande en vue d'ajouter RAINews aux listes des services par satellite admissibles à une distribution en mode numérique et modifie les listes en conséquence. Les listes révisées peuvent être consultées sur le site Web du Conseil, www.crtc.gc.ca, sous « Secteur de la radiodiffusion ».

[35-1-o]

CANADIAN RADIO-TELEVISION AND TELECOMMUNICATIONS COMMISSION

DECISIONS

The complete texts of the decisions summarized below are available from the offices of the CRTC.

2011-490

August 15, 2011

V Interactions inc.
Sherbrooke, Quebec

Approved — Application to amend the broadcasting licence for the television station CFKS-TV Sherbrooke to add a post-transition digital transmitter to serve the population of Sherbrooke.

2011-491

August 15, 2011

V Interactions inc.
Québec, Quebec

Approved — Application to amend the broadcasting licence for the television station CFAP-TV Québec to add a post-transition digital transmitter to serve the population of Québec.

2011-492

August 15, 2011

V Interactions inc.
Saguenay, Quebec

Approved — Application to amend the broadcasting licence for the television station CFRS-TV Saguenay to add a post-transition digital transmitter to serve the population of Saguenay.

CONSEIL DE LA RADIODIFFUSION ET DES TÉLÉCOMMUNICATIONS CANADIENNES

DÉCISIONS

On peut se procurer le texte complet des décisions résumées ci-après en s'adressant au CRTC.

2011-490

Le 15 août 2011

V Interactions inc.
Sherbrooke (Québec)

Approuvé — Demande en vue de modifier la licence de radiodiffusion de la station de télévision CFKS-TV Sherbrooke afin d'ajouter un émetteur numérique post-transition pour desservir la population de Sherbrooke.

2011-491

Le 15 août 2011

V Interactions inc.
Québec (Québec)

Approuvé — Demande en vue de modifier la licence de radiodiffusion de la station de télévision CFAP-TV Québec afin d'ajouter un émetteur numérique post-transition pour desservir la population de Québec.

2011-492

Le 15 août 2011

V Interactions inc.
Saguenay (Québec)

Approuvé — Demande en vue de modifier la licence de radiodiffusion de la station de télévision CFRS-TV Saguenay afin d'ajouter un émetteur numérique post-transition pour desservir la population de Saguenay.

<p>2011-494</p> <p>Canadian Broadcasting Corporation St. John's, Newfoundland and Labrador; Charlottetown, Prince Edward Island; Fredericton, Moncton and Saint John, New Brunswick; Halifax, Nova Scotia; Chicoutimi, Sherbrooke and Trois-Rivières, Quebec; London, Kitchener, Paris, Thunder Bay and Windsor, Ontario; Saskatoon, Saskatchewan; and Calgary and Lethbridge, Alberta</p> <p>Approved — Applications to continue the operation of 22 analog television rebroadcasting transmitters until August 31, 2012, in markets that the Commission has identified as mandatory for conversion to digital transmission, and to make associated technical changes.</p>	<p>August 16, 2011</p>	<p>2011-494</p> <p>Société Radio-Canada St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador), Charlottetown (Île-du-Prince-Édouard), Fredericton, Moncton et Saint John (Nouveau-Brunswick), Halifax (Nouvelle-Écosse), Chicoutimi, Sherbrooke et Trois-Rivières (Québec), London, Kitchener, Paris, Thunder Bay et Windsor (Ontario), Saskatoon (Saskatchewan) et Calgary et Lethbridge (Alberta)</p> <p>Approuvé — Demandes en vue de poursuivre jusqu'au 31 août 2012 l'exploitation de 22 réémetteurs de télévision analogique dans les marchés à conversion obligatoire au numérique, tel qu'il a été établi par le Conseil, et en vue d'apporter les modifications techniques qui s'y rattachent.</p>	<p>Le 16 août 2011</p>
<p>2011-495</p> <p>Canadian Broadcasting Corporation Fredericton and Saint John, New Brunswick</p> <p>Approved — Applications to amend the broadcasting licence for the English-language conventional television station CBAT Fredericton to add a post-transition digital transmitter to serve the population of Fredericton and to change the technical parameters of the existing analog transmitter so that it can continue to serve Saint John.</p>	<p>August 16, 2011</p>	<p>2011-495</p> <p>Société Radio-Canada Fredericton et Saint John (Nouveau-Brunswick)</p> <p>Approuvé — Demandes en vue de modifier la licence de radiodiffusion de la station de télévision traditionnelle de langue anglaise CBAT Fredericton afin d'ajouter un émetteur numérique post-transition pour desservir la population de Fredericton et de changer les paramètres techniques de l'émetteur analogique existant pour lui permettre de continuer à desservir celle de Saint John.</p>	<p>Le 16 août 2011</p>
<p>2011-496</p> <p>Canadian Broadcasting Corporation Various locations</p> <p>Approved — Applications to amend the broadcasting licences of the television stations listed in the decision in order to change their status from protected stations to low-power unprotected stations.</p>	<p>August 16, 2011</p>	<p>2011-496</p> <p>Société Radio-Canada Diverses localités</p> <p>Approuvé — Demandes en vue de modifier les licences de radiodiffusion des stations de télévision énumérées dans la décision afin de faire passer leur statut de stations protégées à celui de stations de faible puissance non protégées.</p>	<p>Le 16 août 2011</p>
<p>2011-497</p> <p>Canadian Broadcasting Corporation Toronto, Ontario</p> <p>Approved — Applications to change the technical parameters of the transmitters CBOT-1 Foymont and CBLFT-17-TV Sarnia.</p>	<p>August 16, 2011</p>	<p>2011-497</p> <p>Société Radio-Canada Toronto (Ontario)</p> <p>Approuvé — Demandes en vue de modifier les paramètres techniques des émetteurs CBOT-1 Foymont et CBLFT-17-TV Sarnia.</p>	<p>Le 16 août 2011</p>
<p>2011-498</p> <p>2256247 Ontario Limited Across Canada</p> <p>Approved — Application for a broadcasting licence to operate Live Music Channel, a national, English-language Category B specialty service.</p>	<p>August 16, 2011</p>	<p>2011-498</p> <p>2256247 Ontario Limited L'ensemble du Canada</p> <p>Approuvé — Demande en vue d'obtenir une licence de radiodiffusion afin d'exploiter Live Music Channel, un service national de catégorie B spécialisé de langue anglaise.</p>	<p>Le 16 août 2011</p>
<p>2011-501</p> <p>NB Spring and Manufacturing Ltd. Across Canada</p> <p>Approved — Application for a broadcasting licence to operate Caribbean Circuit Television, a national, English-language niche ethnic Category B specialty service.</p> <p>Approved — Request for authorization to devote up to six minutes of advertising material during each clock hour to local advertising.</p>	<p>August 16, 2011</p>	<p>2011-501</p> <p>NB Spring and Manufacturing Ltd. L'ensemble du Canada</p> <p>Approuvé — Demande en vue d'obtenir une licence de radiodiffusion afin d'exploiter Caribbean Circuit Television, un service national de catégorie B spécialisé de créneau à caractère ethnique de langue anglaise.</p> <p>Approuvé — Proposition en vue d'obtenir l'autorisation de diffuser jusqu'à six minutes de publicité locale par heure d'horloge.</p>	<p>Le 16 août 2011</p>

<p>2011-502</p> <p>Christian Channel Inc. Winnipeg, Manitoba</p> <p>Renewed — Broadcasting licence for the television programming undertaking CIIT-DT Winnipeg, from September 1, 2011, to August 31, 2013.</p>	<p>August 17, 2011</p>	<p>2011-502</p> <p>Christian Channel Inc. Winnipeg (Manitoba)</p> <p>Renouvelé — Licence de radiodiffusion de la station de télévision CIIT-DT Winnipeg, du 1^{er} septembre 2011 au 31 août 2013.</p>	<p>Le 17 août 2011</p>
<p>2011-503</p> <p>Rawlco Radio Ltd. Edmonton, Alberta</p> <p>Approved — Application to change the technical parameters of the English-language commercial radio station CIUP-FM Edmonton.</p>	<p>August 17, 2011</p>	<p>2011-503</p> <p>Rawlco Radio Ltd. Edmonton (Alberta)</p> <p>Approuvé — Demande en vue de changer les paramètres techniques de la station de radio commerciale de langue anglaise CIUP-FM Edmonton.</p>	<p>Le 17 août 2011</p>
<p>2011-506</p> <p>TVA Group Inc. Across Canada</p> <p>Renewed — Broadcasting licence for the TVA television network from September 1, 2011, to August 31, 2012.</p>	<p>August 18, 2011</p>	<p>2011-506</p> <p>Groupe TVA inc. L'ensemble du Canada</p> <p>Renouvelé — Licence de radiodiffusion du réseau de télévision TVA du 1^{er} septembre 2011 au 31 août 2012.</p>	<p>Le 18 août 2011</p>
<p>2011-511</p> <p>Canadian Broadcasting Corporation Across Canada</p> <p>Renewed — Broadcasting licences for the undertakings listed in the appendix to the decision to August 31, 2012.</p>	<p>August 18, 2011</p>	<p>2011-511</p> <p>Société Radio-Canada L'ensemble du Canada</p> <p>Renouvelé — Licences de radiodiffusion des entreprises énoncées à l'annexe de la décision au 31 août 2012.</p>	<p>Le 18 août 2011</p>
<p>2011-514</p> <p>ZoomerMedia Limited Across Canada</p> <p>Approved — Application for authority to acquire, as part of a corporate reorganization, the assets of the English-language Category 2 specialty programming undertaking known as The Beautiful Little Channel, from MZ Media Inc., and for a broadcasting licence to continue the operation of the undertaking.</p>	<p>August 19, 2011</p>	<p>2011-514</p> <p>ZoomerMedia Limited L'ensemble du Canada</p> <p>Approuvé — Demande afin d'obtenir l'autorisation d'acquiescer de MZ Media Inc., dans le cadre d'une réorganisation intrasociété, l'actif de l'entreprise de programmation d'émissions spécialisées de catégorie 2 de langue anglaise appelée The Beautiful Little Channel et en vue d'obtenir une licence de radiodiffusion afin de poursuivre l'exploitation de l'entreprise.</p>	<p>Le 19 août 2011</p>

MISCELLANEOUS NOTICES

ASCENTUS INSURANCE LTD.

REDUCTION OF STATED CAPITAL

In accordance with subsection 79(5) of the *Insurance Companies Act* (Canada), notice is hereby given of the intention of Ascentus Insurance Ltd. (the "Company"), having its head office in Toronto, Ontario, Canada, to apply to the Superintendent of Financial Institutions (Canada) for approval to reduce the stated capital of the Company pursuant to a special resolution adopted by the sole shareholder dated August 17, 2011, which reads as follows:

"BE IT RESOLVED AS A SPECIAL RESOLUTION THAT:

1. Subject to the written approval of the Superintendent of Financial Institutions (Canada) [the "Superintendent"], the Company is authorized to reduce the stated capital account for the common shares of the Company by Eight Million Dollars (\$8,000,000.00) and that such amount be distributed to Roins Financial Services Limited as the sole shareholder of the Company;
2. The stated capital account for the common shares of the Company shall be adjusted to reflect such reduction;
3. The Company, through its authorized officers, is authorized and directed to do all things and execute all instruments and documents necessary or desirable to carry out the foregoing including, without limitation, the publication in the *Canada Gazette* of a notice of intention to apply for approval to reduce the stated capital of the Company along with this special resolution and the making of an application for the approval of the Superintendent within three months after the time of the passing of this special resolution; and
4. Roins Financial Services Limited has no reasonable grounds for believing, and understands that the Company, after due enquiry, has no reasonable grounds for believing that the Company is, or the reduction would cause the Company to be, in contravention of subsection 515(1), any regulation made under subsection 515(2) or any order made under subsection 515(3) of the *Insurance Companies Act* (Canada).

THE FOREGOING resolution is hereby consented to by the sole shareholder of the Company pursuant to the *Insurance Companies Act* (Canada), which consent may be withdrawn by the sole shareholder in writing at any time preceding the completion of the transactions contemplated herein."

Note: The publication of this notice should not be construed as evidence that approval will be issued for the reduction of capital. The granting of the approval will be dependent upon the normal *Insurance Companies Act* (Canada) review process and the discretion of the Superintendent of Financial Institutions.

Toronto, August 17, 2011

NICK CREATURA
Executive Vice President and Chief Financial Officer

[35-1-o]

CANADIAN COUNCIL OF FOOD AND NUTRITION

SURRENDER OF CHARTER

Notice is hereby given that Canadian Council of Food and Nutrition intends to apply to the Minister of Industry for leave to

AVIS DIVERS

LES ASSURANCES ASCENTUS LTÉE.

RÉDUCTION DE CAPITAL DÉCLARÉ

Conformément au paragraphe 79(5) de la *Loi sur les sociétés d'assurances* (Canada), avis est donné par les présentes que Les Assurances Ascentus Ltée. (la « Société »), ayant son siège social à Toronto, Ontario, Canada, a l'intention de demander au surintendant des institutions financières (Canada) d'approuver la réduction du capital déclaré de la Société tel que le prévoit la résolution spéciale adoptée par l'actionnaire unique de la Société en date du 17 août 2011, qui se lit comme suit :

« EN RÉOLUTION EXTRAORDINAIRE, IL EST RÉSOLU QUE :

1. Sous réserve de l'approbation écrite du surintendant des institutions financières (Canada) [le « Surintendant »], la Société est autorisée à réduire le capital déclaré des actions ordinaires de huit millions de dollars (8 000 000 \$) et que cette somme sera restituée à Roins Financial Services Limited, unique actionnaire de la Société;
2. Le compte de capital déclaré pour les actions ordinaires de la Société sera ajusté pour refléter cette réduction;
3. La Société, par l'entremise de ses dirigeants, est autorisée à et requise d'effectuer tous les actes et de signer tous les documents nécessaires et souhaitables pour réaliser ce qui précède, tels que la publication d'un avis d'intention demandant l'approbation de réduction de capital déclaré de la Société dans la *Gazette du Canada*, accompagné de la présente résolution spéciale, ainsi qu'une demande d'approbation au Surintendant dans les trois mois suivant l'adoption de la présente résolution; et
4. Roins Financial Services Limited n'a pas de motif raisonnable de croire, et comprend que la Société, après enquête, n'a pas de motif raisonnable de croire, que la compagnie est ou serait, suite à la réduction, en contravention avec le paragraphe 515(1), avec tout règlement adopté en application du paragraphe 515(2) ou avec toute ordonnance prise en application du paragraphe 515(3) de la *Loi sur les sociétés d'assurances* (Canada).

L'actionnaire unique et la Société consentent à la présente résolution conformément à la *Loi sur les sociétés d'assurances* (Canada), ce consentement pouvant être retiré par l'actionnaire unique par écrit à tout moment avant la finalisation des transactions visées aux présentes. »

Nota : La publication de cet avis ne signifie pas que la réduction de capital sera approuvée. Cette approbation est assujettie à la procédure d'examen normale en vertu de la *Loi sur les sociétés d'assurances* (Canada) et au pouvoir discrétionnaire du surintendant des institutions financières.

Toronto, le 17 août 2011

Le vice-président et directeur financier
NICK CREATURA

[35-1-o]

CONSEIL CANADIEN DES ALIMENTS ET DE LA NUTRITION

ABANDON DE CHARTE

Avis est par les présentes donné que Conseil canadien des aliments et de la nutrition demandera au ministre de l'Industrie la

Le 27 août 2011

Gazette du Canada Partie I

2771

surrender its charter pursuant to subsection 32(1) of the *Canada Corporations Act*.

August 2, 2011

FRANCY PILLO-BLOCKA
President

[35-1-o]

permission d'abandonner sa charte en vertu du paragraphe 32(1) de la *Loi sur les corporations canadiennes*.

Le 2 août 2011

Le président
FRANCY PILLO-BLOCKA

[35-1-o]

CAVELL INSURANCE COMPANY LIMITED

ASSUMPTION REINSURANCE AGREEMENT

Notice is hereby given that the Canadian Branch of Cavell Insurance Company Limited intends to apply to the Superintendent of Financial Institutions on or after October 1, 2011, for approval to cause itself to be reinsured, on an assumption reinsurance basis, against all of the risks undertaken by it in respect of its policies in Canada, by Omega General Insurance Company, pursuant to section 587.1 of the *Insurance Companies Act* (Canada).

A copy of the proposed Assumption Reinsurance Agreement is available to policyholders at the Canadian head office of Cavell Insurance Company Limited, located at 3650 Victoria Park Avenue, Suite 201, Toronto, Ontario M2H 3P7, during regular business hours for a 30-day period after the date of publication of this notice.

The publication of this notice should not be construed as evidence that approval will be issued for the Assumption Reinsurance Agreement. The granting of the approval will be dependent upon the normal *Insurance Companies Act* (Canada) review process and the discretion of the Superintendent of Financial Institutions.

Toronto, August 27, 2011

CAVELL INSURANCE COMPANY LIMITED

[35-1-o]

CAVELL INSURANCE COMPANY LIMITED

CONVENTION DE RÉASSURANCE DE PRISE EN CHARGE

Avis est par les présentes donné que la succursale canadienne de Cavell Insurance Company Limited prévoit présenter une demande au surintendant des institutions financières, le 1^{er} octobre 2011 ou après cette date, pour obtenir l'approbation de se réassurer aux fins de prise en charge contre tous les risques qu'elle accepte à l'égard de ses polices au Canada, auprès d'Omega Compagnie d'Assurance Générale, en vertu de l'article 587.1 de la *Loi sur les sociétés d'assurances* (Canada).

Les titulaires de polices pourront consulter une copie de la convention de réassurance de prise en charge projetée au siège social canadien de Cavell Insurance Company Limited, situé au 3650, avenue Victoria Park, Bureau 201, Toronto (Ontario) M2H 3P7, pendant les heures normales d'ouverture, au cours de la période de 30 jours suivant la date de publication du présent avis.

La publication du présent avis ne doit pas être interprétée comme une preuve qu'une approbation sera rendue pour la convention de réassurance. La décision d'approuver l'accord de réassurance dépendra du processus habituel d'examen des demandes aux termes de la *Loi sur les sociétés d'assurances* (Canada) et du pouvoir discrétionnaire du surintendant des institutions financières.

Toronto, le 27 août 2011

CAVELL INSURANCE COMPANY LIMITED

[35-1-o]

CHILDREN'S LEUKEMIA RESEARCH ASSOCIATION CANADA

SURRENDER OF CHARTER

Notice is hereby given that Children's Leukemia Research Association Canada intends to apply to the Minister of Industry for leave to surrender its charter pursuant to subsection 32(1) of the *Canada Corporations Act*.

August 16, 2011

COURTNEY BELL
President

[35-1-o]

CHILDREN'S LEUKEMIA RESEARCH ASSOCIATION CANADA

ABANDON DE CHARTE

Avis est par les présentes donné que Children's Leukemia Research Association Canada demandera au ministre de l'Industrie la permission d'abandonner sa charte en vertu du paragraphe 32(1) de la *Loi sur les corporations canadiennes*.

Le 16 août 2011

Le président
COURTNEY BELL

[35-1-o]

CONTINENTAL CURRENCY EXCHANGE CORPORATION

LETTERS PATENT OF CONTINUANCE

Notice is hereby given that Continental Currency Exchange Corporation (the "Applicant"), together with corporations carrying on business in the Province of Ontario as Continental Currency Exchange, intends to file with the Superintendent of Financial Institutions, pursuant to section 33 of the *Bank Act*, an application for the Minister of Finance to issue letters patent

CONTINENTAL CURRENCY EXCHANGE CORPORATION

LETTRES PATENTES DE PROROGATION

Avis est par les présentes donné que Continental Currency Exchange Corporation (la « société »), avec les sociétés faisant affaires en Ontario sous la dénomination commerciale Continental Currency Exchange, a l'intention de déposer auprès du surintendant des institutions financières, en vertu de l'article 33 de la *Loi sur les banques*, une demande de lettres patentes du ministre

continuing the Applicant as a bank under the name of Continental Bank of Canada, with its head office situated at Oshawa, Ontario.

The following persons and company will directly or indirectly hold a significant interest in the bank:

Scott Penfound and members of his family of Bowmanville, Ontario;
Eric Sprott of Oakville, Ontario; and
Sprott Inc., a corporation having its head office in Toronto, Ontario.

Continental Currency Exchange carries on a foreign exchange and remittance business through 17 branches in Ontario. The proposed bank would continue that business, and offer additional services in the areas of precious metals, institutional bank note services, deposit taking and other retail banking services.

Any person who objects to the issuance of these letters patent may submit the objection in writing to the Office of the Superintendent of Financial Institutions, 255 Albert Street, Ottawa, Ontario K1A 0H2, on or before October 10, 2011.

Note: The publication of this notice should not be construed as evidence that letters patent will be issued to incorporate the bank. The granting of letters patent will be dependent upon the normal *Bank Act* application review process and the discretion of the Minister of Finance.

August 15, 2011

SCOTT PENFOUND
Chief Executive Officer

[34-4-o]

HAROLD PUBLICCOVER

PLANS DEPOSITED

Harold Publiccover hereby gives notice that an application has been made to the Minister of Transport, Infrastructure and Communities under the *Navigable Waters Protection Act* for approval of the plans and site of the work described herein. Under section 9 of the said Act, Harold Publiccover has deposited with the Minister of Transport, Infrastructure and Communities and in the office of the District Registrar of the Land Registry District of Queens County, at the Jones Building, 11 Kent Street, Charlottetown, Prince Edward Island, under deposit No. 36158, a description of the site and plans for proposed spat collection site S2010-705.

Comments regarding the effect of this work on marine navigation may be directed to the Manager, Navigable Waters Protection Program, Transport Canada, P.O. Box 1013, Dartmouth, Nova Scotia B2Y 4K2. However, comments will be considered only if they are in writing and are received not later than 30 days after the date of publication of the last notice. Although all comments conforming to the above will be considered, no individual response will be sent.

Charlottetown, August 16, 2011

HAROLD PUBLICCOVER

[35-1-o]

des Finances afin de proroger la société en tant que banque, dénommée Continental Bank of Canada, et dont le siège social sera situé à Oshawa (Ontario).

Les personnes et la société suivantes détiendront, directement ou indirectement, un intérêt substantiel dans la banque :

Scott Penfound et les membres de sa famille, de Bowmanville (Ontario);
Eric Sprott, de Oakville (Ontario);
Sprott Inc., une société dont le siège social est situé à Toronto (Ontario).

Continental Currency Exchange exerce un commerce de maison de change et de transferts par l'entremise de 17 succursales en Ontario. La nouvelle banque continuera ce commerce et offrira des services additionnels en matière de métaux précieux, de billets bancaires visant une clientèle institutionnelle, de dépôts bancaires et d'autres services bancaires au détail.

Toute personne qui s'objecte à l'émission de ces lettres patentes peut soumettre une objection écrite au Bureau du surintendant des institutions financières, 255, rue Albert, Ottawa (Ontario) K1A 0H2, le 10 octobre 2011 ou avant cette date.

Nota : La publication du présent avis ne doit pas être interprétée comme une preuve que les lettres patentes seront émises afin de constituer la banque. L'octroi des lettres patentes est soumis au processus normal de révision des demandes en vertu de la *Loi sur les banques* et à la discrétion du ministre des Finances.

Le 15 août 2011

Le chef de la direction
SCOTT PENFOUND

[34-4-o]

HAROLD PUBLICCOVER

DÉPÔT DE PLANS

Harold Publiccover donne avis, par les présentes, qu'une demande a été déposée auprès du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités, en vertu de la *Loi sur la protection des eaux navigables*, pour l'approbation des plans et de l'emplacement de l'ouvrage décrit ci-après. Harold Publiccover a, en vertu de l'article 9 de ladite loi, déposé auprès du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités et au bureau de la publicité des droits du district d'enregistrement du comté de Queens, situé à l'édifice Jones Building, 11, rue Kent, Charlottetown (Île-du-Prince-Édouard), sous le numéro de dépôt 36158, une description de l'emplacement et les plans du site de collecte de naissains proposé S2010-705.

Tout commentaire relatif à l'incidence de cet ouvrage sur la navigation maritime peut être adressé au Gestionnaire, Programme de protection des eaux navigables, Transports Canada, Case postale 1013, Dartmouth (Nouvelle-Écosse) B2Y 4K2. Veuillez noter que seuls les commentaires faits par écrit et reçus au plus tard 30 jours suivant la date de publication du dernier avis seront considérés. Même si tous les commentaires respectant les conditions précitées seront considérés, aucune réponse individuelle ne sera transmise.

Charlottetown, le 16 août 2011

HAROLD PUBLICCOVER

[35-1]

**HLC HOME LOANS CANADA CHARITABLE
FOUNDATION****SURRENDER OF CHARTER**

Notice is hereby given that HLC Home Loans Canada Charitable Foundation intends to apply to the Minister of Industry for leave to surrender its charter pursuant to subsection 32(1) of the *Canada Corporations Act*.

Toronto, August 9, 2011

CHRISTOPHER J. WHYTE
President

[35-1-o]

ILLUMINATING HIS WORD TO THE NATIONS**RELOCATION OF HEAD OFFICE**

Notice is hereby given that ILLUMINATING HIS WORD TO THE NATIONS has changed the location of its head office to the city of Oakville, province of Ontario.

August 18, 2011

NANCY YANEZ
President

[35-1-o]

KELLY COVE SALMON LTD.**PLANS DEPOSITED**

Kelly Cove Salmon Ltd. hereby gives notice that an application has been made to the Minister of Transport, Infrastructure and Communities under the *Navigable Waters Protection Act* for approval of the plans and site of the work described herein. Under section 9 of the said Act, Kelly Cove Salmon Ltd. has deposited with the Minister of Transport, Infrastructure and Communities and in the office of the District Registrar of the Land Registry District of Shelburne County, at Shelburne, Nova Scotia, under deposit Nos. 98686984 (Site 1359) and 98686943 (Site 1358), a description of the site and plans for the proposed aquaculture facilities in Jordan Bay, at Jordan Bay, Shelburne County, Nova Scotia, in front of lots bearing PIDs 80124233, 80124217, 80124175, 80124159, 80124134, 80124084, 80124035, 80123987, 80123961, 80123912, 82563321, 80123862, 80123847, 80123854, 80123789, 80123771, 80123755 and 80123177.

Comments regarding the effect of this work on marine navigation may be directed to the Manager, Navigable Waters Protection Program, Transport Canada, P.O. Box 1013, Dartmouth, Nova Scotia B2Y 4K2. However, comments will be considered only if they are in writing and are received not later than 30 days after the date of publication of the last notice. Although all comments conforming to the above will be considered, no individual response will be sent.

St. Stephen, August 17, 2011

R. H. SWEENEY

[35-1-o]

**LA FONDATION DE BIENFAISANCE
HLC HYPOTHÈQUES LOGIS CONCEPT****ABANDON DE CHARTE**

Avis est par les présentes donné que La fondation de bienfaisance HLC hypothèques logis concept demandera au ministre de l'Industrie la permission d'abandonner sa charte en vertu du paragraphe 32(1) de la *Loi sur les corporations canadiennes*.

Toronto, le 9 août 2011

Le président
CHRISTOPHER J. WHYTE

[35-1-o]

ILLUMINATING HIS WORD TO THE NATIONS**CHANGEMENT DE LIEU DU SIÈGE SOCIAL**

Avis est par les présentes donné que ILLUMINATING HIS WORD TO THE NATIONS a changé le lieu de son siège social qui est maintenant situé à Oakville, province d'Ontario.

Le 18 août 2011

La présidente
NANCY YANEZ

[35-1-o]

KELLY COVE SALMON LTD.**DÉPÔT DE PLANS**

La société Kelly Cove Salmon Ltd. donne avis, par les présentes, qu'une demande a été déposée auprès du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités, en vertu de la *Loi sur la protection des eaux navigables*, pour l'approbation des plans et de l'emplacement de l'ouvrage décrit ci-après. La Kelly Cove Salmon Ltd. a, en vertu de l'article 9 de ladite loi, déposé auprès du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités et au bureau de la publicité des droits du district d'enregistrement du comté de Shelburne, à Shelburne (Nouvelle-Écosse), sous les numéros de dépôt 98686984 (site 1359) et 98686943 (site 1358), une description de l'emplacement et les plans des installations aquacoles que l'on propose de construire dans la baie Jordan, à Jordan Bay, dans le comté de Shelburne, en Nouvelle-Écosse, en face des lots qui portent les NIP 80124233, 80124217, 80124175, 80124159, 80124134, 80124084, 80124035, 80123987, 80123961, 80123912, 82563321, 80123862, 80123847, 80123854, 80123789, 80123771, 80123755 et 80123177.

Tout commentaire relatif à l'incidence de cet ouvrage sur la navigation maritime peut être adressé au Gestionnaire, Programme de protection des eaux navigables, Transports Canada, Case postale 1013, Dartmouth (Nouvelle-Écosse) B2Y 4K2. Veuillez noter que seuls les commentaires faits par écrit et reçus au plus tard 30 jours suivant la date de publication du dernier avis seront considérés. Même si tous les commentaires respectant les conditions précitées seront considérés, aucune réponse individuelle ne sera transmise.

St. Stephen, le 17 août 2011

R. H. SWEENEY

[35-1]

KELLY COVE SALMON LTD.

PLANS DEPOSITED

Kelly Cove Salmon Ltd. hereby gives notice that an application has been made to the Minister of Transport, Infrastructure and Communities under the *Navigable Waters Protection Act* for approval of the plans and site of the work described herein. Under section 9 of the said Act, Kelly Cove Salmon Ltd. has deposited with the Minister of Transport, Infrastructure and Communities and in the office of the District Registrar of the Land Registry District of Shelburne County, at Shelburne, Nova Scotia, under deposit No. 98686844 (site 1357), a description of the site and plans for a proposed aquaculture facility, in Shelburne Harbour, at McNutt's Island, Shelburne County, Nova Scotia, in front of lots bearing PIDs 80095631, 80095623, 80095540 and 80095532.

Comments regarding the effect of this work on marine navigation may be directed to the Manager, Navigable Waters Protection Program, Transport Canada, P.O. Box 1013, Dartmouth, Nova Scotia B2Y 4K2. However, comments will be considered only if they are in writing and are received not later than 30 days after the date of publication of the last notice. Although all comments conforming to the above will be considered, no individual response will be sent.

St. Stephen, August 17, 2011

R. H. SWEENEY

[35-1-o]

KELLY COVE SALMON LTD.

DÉPÔT DE PLANS

La société Kelly Cove Salmon Ltd. donne avis, par les présentes, qu'une demande a été déposée auprès du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités, en vertu de la *Loi sur la protection des eaux navigables*, pour l'approbation des plans et de l'emplacement de l'ouvrage décrit ci-après. La Kelly Cove Salmon Ltd. a, en vertu de l'article 9 de ladite loi, déposé auprès du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités et au bureau de la publicité des droits du district d'enregistrement du comté de Shelburne, à Shelburne (Nouvelle-Écosse), sous le numéro de dépôt 98686844 (site 1357), une description de l'emplacement et les plans d'une installation aquacole que l'on propose de construire dans le port de Shelburne, à l'île McNutt's, dans le comté de Shelburne, en Nouvelle-Écosse, en face des lots qui portent les NIP 80095631, 80095623, 80095540 et 80095532.

Tout commentaire relatif à l'incidence de cet ouvrage sur la navigation maritime peut être adressé au Gestionnaire, Programme de protection des eaux navigables, Transports Canada, Case postale 1013, Dartmouth (Nouvelle-Écosse) B2Y 4K2. Veuillez noter que seuls les commentaires faits par écrit et reçus au plus tard 30 jours suivant la date de publication du dernier avis seront considérés. Même si tous les commentaires respectant les conditions précitées seront considérés, aucune réponse individuelle ne sera transmise.

St. Stephen, le 17 août 2011

R. H. SWEENEY

[35-1]

KENT KING

PLANS DEPOSITED

Kent King hereby gives notice that an application has been made to the Minister of Transport, Infrastructure and Communities under the *Navigable Waters Protection Act* for approval of the plans and site of the work described herein. Under section 9 of the said Act, Kent King has deposited with the Minister of Transport, Infrastructure and Communities and in the office of the District Registrar of the Land Registry District of Queens County, at the Jones Building, 11 Kent Street, Charlottetown, Prince Edward Island, under deposit No. 36157, a description of the site and plans for proposed spat collection site S2010-706.

Comments regarding the effect of this work on marine navigation may be directed to the Manager, Navigable Waters Protection Program, Transport Canada, P.O. Box 1013, Dartmouth, Nova Scotia B2Y 4K2. However, comments will be considered only if they are in writing and are received not later than 30 days after the date of publication of the last notice. Although all comments conforming to the above will be considered, no individual response will be sent.

Charlottetown, August 12, 2011

KENT KING

[35-1-o]

KENT KING

DÉPÔT DE PLANS

Kent King donne avis, par les présentes, qu'une demande a été déposée auprès du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités, en vertu de la *Loi sur la protection des eaux navigables*, pour l'approbation des plans et de l'emplacement de l'ouvrage décrit ci-après. Kent King a, en vertu de l'article 9 de ladite loi, déposé auprès du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités et au bureau de la publicité des droits du district d'enregistrement du comté de Queens, à l'édifice Jones Building, 11, rue Kent, Charlottetown (Île-du-Prince-Édouard), sous le numéro de dépôt 36157, une description de l'emplacement et les plans du site de collecte de naissains proposé S2010-706.

Tout commentaire relatif à l'incidence de cet ouvrage sur la navigation maritime peut être adressé au Gestionnaire, Programme de protection des eaux navigables, Transports Canada, Case postale 1013, Dartmouth (Nouvelle-Écosse) B2Y 4K2. Veuillez noter que seuls les commentaires faits par écrit et reçus au plus tard 30 jours suivant la date de publication du dernier avis seront considérés. Même si tous les commentaires respectant les conditions précitées seront considérés, aucune réponse individuelle ne sera transmise.

Charlottetown, le 12 août 2011

KENT KING

[35-1]

THE KINGSTON AND PEMBROKE RAILWAY COMPANY**ANNUAL GENERAL MEETING**

Notice is hereby given that the annual general meeting of the shareholders of The Kingston and Pembroke Railway Company will be held on Tuesday, September 13, 2011, at 9:45 a.m., Calgary time, in the Yale Room, Suite 920, Gulf Canada Square, 401 9th Avenue SW, Calgary, Alberta, for presentation of the financial statements, the election of directors and for the transaction of such other business as may properly come before the meeting.

Calgary, July 25, 2011

By order of the Board
M. H. LEONG
Secretary-Treasurer

[32-4-o]

THE LAKE ERIE AND NORTHERN RAILWAY COMPANY**ANNUAL GENERAL MEETING**

Notice is hereby given that the annual general meeting of the shareholders of The Lake Erie and Northern Railway Company will be held on Tuesday, September 13, 2011, at 9:15 a.m., Calgary time, in the Yale Room, Suite 920, Gulf Canada Square, 401 9th Avenue SW, Calgary, Alberta, for presentation of the financial statements, the election of directors and for the transaction of such other business as may properly come before the meeting.

Calgary, July 25, 2011

By order of the Board
M. H. LEONG
Secretary

[32-4-o]

MANITOBA AND NORTH WESTERN RAILWAY COMPANY OF CANADA**ANNUAL GENERAL MEETING**

Notice is hereby given that the annual general meeting of the shareholders of Manitoba and North Western Railway Company of Canada will be held on Tuesday, September 13, 2011, at 10 a.m., Calgary time, in the Yale Room, Suite 920, Gulf Canada Square, 401 9th Avenue SW, Calgary, Alberta, for presentation of the financial statements, the election of directors and for the transaction of such other business as may properly come before the meeting.

Calgary, July 25, 2011

By order of the Board
M. H. LEONG
Secretary

[32-4-o]

MBNA CANADA BANK**TRANSFER OF BUSINESS**

MBNA Canada Bank ("MBNA"), a Schedule II bank with its head office in Ottawa, Ontario, intends to make an application

COMPAGNIE DU CHEMIN DE FER DE KINGSTON À PEMBROKE**ASSEMBLÉE GÉNÉRALE ANNUELLE**

L'assemblée générale annuelle des actionnaires de la Compagnie du chemin de fer de Kingston à Pembroke se tiendra au Gulf Canada Square, 401 9th Avenue SW, Calgary (Alberta), dans la salle Yale, bureau 920, le mardi 13 septembre 2011, à 9 h 45, heure de Calgary, pour présenter les états financiers, élire les administrateurs et examiner toutes les questions dont elle pourra être saisie.

Calgary, le 25 juillet 2011

Par ordre du conseil
Le secrétaire-trésorier
M. H. LEONG

[32-4-o]

LE CHEMIN DE FER DU LAC ÉRIÉ ET DU NORD**ASSEMBLÉE GÉNÉRALE ANNUELLE**

L'assemblée générale annuelle des actionnaires du Chemin de fer du Lac Érié et du Nord se tiendra au Gulf Canada Square, 401 9th Avenue SW, Calgary (Alberta), dans la salle Yale, bureau 920, le mardi 13 septembre 2011, à 9 h 15, heure de Calgary, pour présenter les états financiers, élire les administrateurs et examiner toutes les questions dont elle pourra être saisie.

Calgary, le 25 juillet 2011

Par ordre du conseil
Le secrétaire
M. H. LEONG

[32-4-o]

COMPAGNIE DU CHEMIN DE FER DU MANITOBA ET DU NORD-OUEST DU CANADA**ASSEMBLÉE GÉNÉRALE ANNUELLE**

L'assemblée générale annuelle des actionnaires de la Compagnie du chemin de fer du Manitoba et du Nord-Ouest du Canada se tiendra au Gulf Canada Square, 401 9th Avenue SW, Calgary (Alberta), dans la salle Yale, bureau 920, le mardi 13 septembre 2011, à 10 h, heure de Calgary, pour présenter les états financiers, élire les administrateurs et examiner toutes les questions dont elle pourra être saisie.

Calgary, le 25 juillet 2011

Par ordre du conseil
Le secrétaire
M. H. LEONG

[32-4-o]

BANQUE MBNA CANADA**TRANSFERT D'ACTIVITÉS**

La Banque MBNA Canada (« MBNA »), banque de l'annexe II dont le siège social est situé à Ottawa (Ontario), a l'intention

pursuant to section 236 of the *Bank Act* (Canada) on or after September 19, 2011, for the approval of the Minister of Finance (Canada) of the sale agreement amongst MBNA, its parent, FIA Card Services, N.A., and The Toronto-Dominion Bank (the "Purchaser"), pursuant to which substantially all of the assets of MBNA will be transferred to the Purchaser and the Purchaser will assume substantially all of the liabilities of MBNA owing to unrelated third parties.

Ottawa, August 27, 2011

MBNA CANADA BANK

[35-4-o]

MICHEL LONGTIN

PLANS DEPOSITED

Michel Longtin hereby gives notice that an application has been made to the Minister of Transport, Infrastructure and Communities under the *Navigable Waters Protection Act* for approval of the plans and site of the work described herein. Under section 9 of the said Act, Michel Longtin has deposited with the Minister of Transport, Infrastructure and Communities and in the Land register of Quebec at the office of the District Registrar of Deux-Montagnes, at Saint-Eustache, Quebec, under deposit No. 18 256 928, a description of the site and plans of a water ski course in the Rivière des Mille Îles, in the municipality of Deux-Montagnes, in front of Lots 1 605 234 to 1 605 255 of Grand Moulin Road.

Comments regarding the effect of this work on marine navigation may be directed to the Manager, Navigable Waters Protection Program, Transport Canada, 901 Du Cap-Diamant Street, 3rd Floor, Québec, Quebec G1K 4K1. However, comments will be considered only if they are in writing and are received not later than 30 days after the date of publication of the last notice. Although all comments conforming to the above will be considered, no individual response will be sent.

Deux-Montagnes, July 4, 2011

MICHEL LONGTIN

[35-1]

THE MONTREAL AND ATLANTIC RAILWAY COMPANY

ANNUAL GENERAL MEETING

Notice is hereby given that the annual general meeting of the shareholders of The Montreal and Atlantic Railway Company will be held on Tuesday, September 13, 2011, at 10:20 a.m., Montréal time, in Room 400-088, Windsor Station, Montréal, Quebec, for presentation of the financial statements, the election of directors and for the transaction of such other business as may properly come before the meeting.

Calgary, July 25, 2011

By order of the Board

M. H. LEONG

Secretary

[32-4-o]

de présenter une demande, conformément à l'article 236 de la *Loi sur les banques* (Canada), au ministre des Finances (Canada) le 19 septembre 2011 ou plus tard, en vue d'obtenir l'approbation d'une convention de vente entre MBNA, sa société mère, FIA Card Services, N.A. et La Banque Toronto-Dominion (l'« Acheteur ») aux termes de laquelle la quasi-totalité des actifs de MBNA seront transférés à l'Acheteur, qui prendra en charge la quasi-totalité des obligations de MBNA envers des tiers avec qui elle n'a pas de liens.

Ottawa, le 27 août 2011

BANQUE MBNA CANADA

[35-4-o]

MICHEL LONGTIN

DÉPÔT DE PLANS

Michel Longtin donne avis, par les présentes, qu'une demande a été déposée auprès du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités, en vertu de la *Loi sur la protection des eaux navigables*, pour l'approbation des plans et de l'emplacement de l'ouvrage décrit ci-après. Michel Longtin a, en vertu de l'article 9 de ladite loi, déposé auprès du ministre des Transports, de l'Infrastructure et des Collectivités et au Registre foncier du Québec, situé au bureau de la publicité foncière de Deux-Montagnes, à Saint-Eustache (Québec), sous le numéro de dépôt 18 256 928, une description de l'emplacement et les plans d'un parcours de ski nautique situé dans la rivière des Mille Îles, dans la municipalité de Deux-Montagnes, devant les lots 1 605 234 à 1 605 255 du chemin Grand Moulin.

Tout commentaire relatif à l'incidence de cet ouvrage sur la navigation maritime peut être adressé au Gestionnaire, Programme de protection des eaux navigables, Transports Canada, 901, rue du Cap-Diamant, 3^e étage, Québec (Québec) G1K 4K1. Veuillez noter que seuls les commentaires faits par écrit et reçus au plus tard 30 jours suivant la date de publication du dernier avis seront considérés. Même si tous les commentaires respectant les conditions précitées seront considérés, aucune réponse individuelle ne sera transmise.

Deux-Montagnes, le 4 juillet 2011

MICHEL LONGTIN

[35-1-o]

COMPAGNIE DU CHEMIN DE FER DE MONTRÉAL À L'ATLANTIQUE

ASSEMBLÉE GÉNÉRALE ANNUELLE

L'assemblée générale annuelle des actionnaires de la Compagnie du chemin de fer de Montréal à l'Atlantique se tiendra à la gare Windsor, Montréal (Québec), dans la salle 400-088, le mardi 13 septembre 2011, à 10 h 20, heure de Montréal, pour présenter les états financiers, élire les administrateurs et examiner toutes les questions dont elle pourra être saisie.

Calgary, le 25 juillet 2011

Par ordre du conseil

Le secrétaire

M. H. LEONG

[32-4-o]

Le 27 août 2011

Gazette du Canada Partie I

2777

PHOENIX HOME KINGSTON**SURRENDER OF CHARTER**

Notice is hereby given that Phoenix Home Kingston intends to apply to the Minister of Industry for leave to surrender its charter pursuant to subsection 32(1) of the *Canada Corporations Act*.

August 12, 2011

KATHLEEN RUTTAN
Secretary

[35-1-o]

PHOENIX HOME KINGSTON**ABANDON DE CHARTE**

Avis est par les présentes donné que Phoenix Home Kingston demandera au ministre de l'Industrie la permission d'abandonner sa charte en vertu du paragraphe 32(1) de la *Loi sur les corporations canadiennes*.

Le 12 août 2011

La secrétaire
KATHLEEN RUTTAN

[35-1-o]

**SCOTIA MORTGAGE CORPORATION/SOCIÉTÉ
HYPOTHÉCAIRE SCOTIA****MAPLE TRUST COMPANY/COMPAGNIE MAPLE
TRUST****LETTERS PATENT OF AMALGAMATION**

Notice is hereby given, pursuant to the provisions of subsection 233(2) of the *Trust and Loan Companies Act* (Canada), that Scotia Mortgage Corporation/Société Hypothécaire Scotia, having its head office at 44 King Street W, Toronto, Ontario M5H 1H1, and Maple Trust Company/Compagnie Maple Trust, having its head office at 44 King Street W, Toronto, Ontario M5H 1H1, both wholly owned subsidiaries of The Bank of Nova Scotia, intend to make a joint application to the Minister of Finance on or after September 7, 2011, and before September 14, 2011, for letters patent of amalgamation, effective on January 1, 2012, continuing them as one company under the name Scotia Mortgage Corporation, in English, and Société Hypothécaire Scotia, in French.

August 6, 2011

SCOTIA MORTGAGE CORPORATION/
SOCIÉTÉ HYPOTHÉCAIRE SCOTIA
MAPLE TRUST COMPANY/
COMPAGNIE MAPLE TRUST

[32-4-o]

**SOCIÉTÉ HYPOTHÉCAIRE SCOTIA/SCOTIA
MORTGAGE CORPORATION****COMPAGNIE MAPLE TRUST/MAPLE TRUST
COMPANY****LETTRES PATENTES DE FUSION**

Avis est par les présentes donné, aux termes des dispositions du paragraphe 233(2) de la *Loi sur les sociétés de fiducie et de prêt* (Canada), que Société Hypothécaire Scotia/Scotia Mortgage Corporation, dont le siège est situé au 44, rue King Ouest, Toronto (Ontario) M5H 1H1 et Compagnie Maple Trust/Maple Trust Company, dont le siège est situé au 44, rue King Ouest, Toronto (Ontario) M5H 1H1, deux filiales en propriété exclusive de La Banque de Nouvelle-Écosse, prévoient demander conjointement au ministre des Finances, à compter du 7 septembre 2011 et avant le 14 septembre 2011, des lettres patentes de fusion, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012, les prorogant en une seule et même société sous la dénomination Société Hypothécaire Scotia, en français, et Scotia Mortgage Corporation, en anglais.

Le 6 août 2011

SOCIÉTÉ HYPOTHÉCAIRE SCOTIA/
SCOTIA MORTGAGE CORPORATION
COMPAGNIE MAPLE TRUST/
MAPLE TRUST COMPANY

[32-4-o]

PROPOSED REGULATIONS

RÈGLEMENTS PROJETÉS

Table of Contents

Table des matières

	<i>Page</i>		<i>Page</i>
Environment, Dept. of the, and Dept. of Health		Environnement, min. de l', et min. de la Santé	
Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-Fired Generation of Electricity Regulations...	2779	Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon	2779

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

Statutory authority

Canadian Environmental Protection Act, 1999

Sponsoring departments

Department of the Environment and Department of Health

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

Fondement législatif

Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)

Ministères responsables

Ministère de l'Environnement et ministère de la Santé

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(This statement is not part of the Regulations.)

Executive summary

Issue: Greenhouse gases (GHGs) are primary contributors to climate change. The most significant sources of GHG emissions are anthropogenic, mostly as a result of 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 2008, the latest year of emissions data available under Canada's National Inventory Report under the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), GHG emissions from the electricity generation sector contributed around 16% (or approximately 120 megatonnes [Mt]) to Canada's inventory of emissions. In the same year, coal-fired electricity generation was responsible for 93 Mt of GHG emissions in Canada, which represent 78% of total electricity sector emissions. Canadian historical data indicates that emissions in 2008 were about 19% above the 1990 levels.

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. Our 2020 target is aligned with that of the United States (U.S.).

To achieve its target, the Government has established and is implementing a comprehensive plan to reduce greenhouse gas emissions in all major emitting sectors, on a sector by sector basis. On June 23, 2010, the Government announced it would take action to reduce carbon dioxide (CO₂) greenhouse gas emissions in the electricity sector by moving forward with regulations on coal-fired electricity generation.

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

(Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.)

Résumé

Question : Les gaz à effet de serre sont la cause principale des changements climatiques. Les sources d'émissions de gaz à effet de serre les plus importantes ont une origine anthropique, surtout en raison de la combustion des 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. En 2008, année des dernières données disponibles sur les émissions 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 de gaz à effet de serre provenant du secteur de l'électricité ont contribué à environ 16 % (soit approximativement 120 mégatonnes [Mt]) de l'inventaire des émissions du Canada. La même année, la production d'électricité au charbon était responsable de 93 Mt d'émissions de gaz à effet de serre au Canada, ce qui représente 78 % du total des émissions du secteur de l'électricité. Les données historiques du Canada indiquent que les émissions de 2008 étaient d'environ 19 % au-dessus des niveaux de 1990.

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.

Afin d'atteindre cet objectif, le gouvernement a également élaboré un plan d'ensemble qu'il met actuellement en œuvre afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre dans tous les principaux secteurs émetteurs, et ce, en procédant secteur par secteur. Le 23 juin 2010, le gouvernement du Canada a annoncé qu'il prendra des mesures afin de réduire les émissions de gaz carbonique (CO₂) à effet de serre dans le secteur de l'électricité, en mettant en place un règlement visant la production d'électricité au charbon.

Description: The proposed *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-Fired Generation of Electricity Regulations* (the proposed Regulations) will set a stringent performance standard for new coal-fired units and those that have reached the end of their useful life. This 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.

The performance standard element of the proposed Regulations would come into effect on July 1, 2015. In addition, units would be required to begin reporting two years in advance of when they reach their end of useful life date or, in the case of new units, in the first year of operation. Regulated entities would then 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 balancing environmental and economic considerations. The electricity industry is facing major capital stock turnover and regulatory uncertainty is impeding investments in new generation capacity.

Cost-benefit statement: The proposed Regulations are estimated to result in a reduction of approximately 175 Mt CO₂e of GHG emissions over the period 2015–2030. The present value of the costs of the proposed Regulations is estimated at \$8.2 billion, largely due to the incremental natural gas costs (\$4.8 billion), reduced net exports and new capital costs. The present value of the benefits are estimated at \$9.7 billion, largely due to the avoided social cost of carbon (SCC) of \$4.3 billion, avoided generation costs of \$3.8 billion, and health benefits from reduced smog exposure of \$1.4 billion. The net present value (NPV) of the proposed Regulations is estimated at \$1.5 billion. A sensitivity analysis shows that this NPV could change somewhat depending on the value of key variables such as fuel prices and discount rate. The results of the analysis are expressed in \$2010 and are discounted at 3 %.

Business and consumer impacts: The estimated cost increase from the proposed Regulations would represent approximately 0.63% of the average total electricity bill over 16 years. It is expected that the cost increase would be passed onto consumers in proportion to their consumption. The estimated average cost increases over a 16-year period are expected to be small, ranging from \$0.73/month in Saskatchewan on the lower end, to \$2.14/month in Alberta.

The proposed Regulations are also expected to result in increases in electricity prices paid by industrial sectors. However, such impacts are expected to be a very small portion of total industry costs over the 16-year period analyzed.

Description : Le projet de *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon* (le projet de règlement) établira une norme de rendement stricte pour les groupes nouveaux alimentés au charbon et ceux qui ont atteint la fin de leur vie utile. Cela 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.

L'élément de la norme de rendement du projet de règlement entrera en vigueur à compter du 1^{er} juillet 2015. En outre, les groupes devront commencer à produire des rapports deux ans avant qu'ils n'atteignent la date de fin de leur vie utile ou, dans le cas des groupes nouveaux, au cours de la première année d'exploitation. Les entités réglementées seront alors soumises aux mesures de conformité et d'application de la loi, et notamment 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 maintenir un équilibre entre les considérations environnementales et économiques. En effet, l'industrie de la production d'électricité est aux prises avec une forte rotation de son stock de capital et l'incertitude réglementaire fait obstacle aux investissements dans de nouvelles capacités de production.

Énoncé des coûts et avantages : Le projet de règlement devrait entraîner une réduction d'environ 175 Mt de dioxyde de carbone provenant des émissions de gaz à effet de serre au cours de la période de 2015 à 2030. La valeur actuelle des coûts du projet de règlement est estimée à 8,2 milliards de dollars, en grande partie en raison des coûts supplémentaires du gaz naturel (4,8 milliards de dollars), de la baisse nette des exportations et des nouveaux coûts d'investissement. La valeur actuelle des avantages est estimée à 9,7 milliards de dollars, principalement en raison du coût social du carbone évité (4,3 milliards de dollars), des coûts de production évités (3,8 milliards de dollars) et des avantages pour la santé provenant de la réduction de l'exposition au smog (1,4 milliard de dollars). La valeur actualisée nette du projet de règlement est estimée à 1,5 milliard de dollars. D'après une analyse de sensibilité, cette valeur actualisée nette pourrait changer dans une certaine mesure en fonction de la valeur de variables clés comme les prix des combustibles et le taux d'actualisation. Les résultats de l'analyse sont exprimés en dollars de 2010 et actualisés à 3 %.

Incidences sur les entreprises et les consommateurs : L'augmentation prévue du coût du projet de règlement devrait représenter environ 0,63 % de la facture d'électricité moyenne totale sur 16 ans. On s'attend à ce que l'augmentation du coût soit assumée par les consommateurs proportionnellement à leur consommation. Selon les estimations, la moyenne de l'augmentation des coûts au cours d'une période de 16 ans devrait être faible, allant de 0,73 \$ par mois en Saskatchewan (pour le coût le plus faible) à 2,14 \$ par mois en Alberta.

On s'attend également à ce que le projet de règlement entraîne une augmentation des prix de l'électricité payée par les secteurs industriels. Toutefois, ces répercussions ne devraient représenter qu'une très petite partie des coûts totaux de l'industrie au cours de la période de 16 ans analysée.

Domestic and international coordination and cooperation:

The proposed 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. There are not expected to be any impacts on international trade agreements, and within the domestic market, the proposed Regulations reinforce the significant commitments that have already been made by provinces (e.g. Ontario) to reduce emissions from coal-fired electricity generation.

Performance measurement and evaluation plan: The Performance Measurement and Evaluation Plan (PMEP) describes the desired outcomes of the proposed Regulations such as GHG emissions reductions and reduced high-emitting coal-fired generation and establishes indicators to measure and evaluate the performance of the proposed Regulations in achieving these outcomes. The measurement and evaluation will be tracked on a yearly basis, with a five-year compilation assessment, and will be based on the information and data submitted in accordance with the reporting requirements and other readily available data and information sources.

Coordination et coopération à l'échelle nationale et internationale :

Le projet de 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 aux niveaux de 2005, qui a été inscrit dans l'Accord de Copenhague et qui est harmonisé avec l'objectif des États-Unis. Par ailleurs, on ne s'attend à aucune répercussion sur les accords commerciaux internationaux, et dans le cadre du marché intérieur, le projet de règlement renforce les engagements importants qui ont déjà été pris par les provinces (par exemple l'Ontario), afin de réduire les émissions provenant de la production d'électricité au charbon.

Mesures de rendement et plan d'évaluation : Le plan d'évaluation et de mesure du rendement décrit les résultats souhaités du projet de règlement, comme les réductions des émissions de gaz à effet de serre et la réduction de la production d'énergie alimentée au charbon à fortes émissions, et établit des indicateurs pour mesurer et évaluer le rendement du projet de règlement dans l'atteinte de ces objectifs. La mesure et l'évaluation feront l'objet d'un suivi annuel, avec une évaluation des résultats recueillis au bout de cinq ans, et seront fondées sur l'information et les données soumises conformément aux exigences de déclaration, ainsi qu'à d'autres sources de données et d'information immédiatement disponibles.

Issue

Greenhouse gases (GHGs) are primary contributors to climate change. The most significant source of GHG emissions is anthropogenic, mostly as a result of 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 in 2008 were about 19% above the 1990 levels. In 2008, GHG emissions from the electricity generation sector contributed around 16% (or approximately 120 Mt) to Canada's inventory of emissions. Coal-based electricity in Canada was responsible for 93 Mt of GHG emissions in Canada. These represent 78% of total electricity sector emissions.

In a hypothetical scenario that assumes Canadian governments (federal and provincial) have taken no steps to address climate change, Environment Canada estimates that the coming decade of economic growth in Canada would see annual GHG emissions reaching about 850 Mt by 2020 (with approximately 135 Mt coming from the electricity sector). This represents about a 16% increase relative to 2008 levels for total emissions and a 14% increase from the electricity sector.

Objectives

In 2005, Canada's total GHG emissions were 731 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 (i.e. to 607 Mt) — a target that is inscribed in the Copenhagen Accord and aligned with that of the United States. Government policies to date and the impact of the proposed coal-fired electricity Regulations will reduce

Question

Les gaz à effet de serre (GES) sont la cause principale des changements climatiques. La source d'émissions de gaz à effet de serre la plus importante a une origine anthropique, surtout en raison de la combustion des 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.

Au regard des dernières données en date disponibles sur les émissions 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 2008 étaient d'environ 19 % au-dessus des niveaux de 1990. En 2008, les émissions de gaz à effet de serre provenant du secteur de la production d'électricité ont contribué à environ 16 % (soit approximativement 120 Mt) de l'inventaire des émissions du Canada. Au Canada, l'électricité au charbon était responsable de 93 Mt d'émissions de gaz à effet de serre à l'échelle nationale. Cela représente 78 % du total des émissions du secteur de l'électricité.

En supposant que les gouvernements du Canada (à l'échelle nationale et provinciale) n'aient pris aucune mesure pour gérer les changements climatiques, Environnement Canada estime que la décennie à venir de croissance économique au Canada se dirigerait probablement vers des émissions de gaz à effet de serre annuelles qui atteindraient environ 850 Mt d'ici 2020 (dont approximativement 135 Mt issues du secteur de l'électricité). Cela représente une augmentation d'environ 16 % par rapport aux niveaux de 2008 pour les émissions totales et de 14 % pour les émissions du secteur de l'électricité.

Objectifs

En 2005, les émissions totales de gaz à effet de serre au Canada ont atteint 731 Mt, soit environ 2 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre. Le gouvernement du Canada s'est engagé à réduire d'ici 2020 les émissions de gaz à effet de serre de 17 % par rapport à ses niveaux de 2005 (c'est-à-dire 607 Mt); un objectif qui est inscrit dans l'Accord de Copenhague et qui s'harmonise avec celui des États-Unis. Les politiques du gouvernement prises

2020 GHG emissions from 850 Mt down to 785 Mt, a difference of some 65 Mt or about one-quarter of the reductions required to meet Canada's target.

To secure the reductions in emissions from electricity generation in support of Canada's target, on June 23, 2010, the Government announced it would take action to reduce greenhouse gas emissions in the electricity sector by moving forward with regulations on coal-fired electricity generation.

The objective of the proposed Regulations is to ensure a transition away 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). The proposed Regulations would apply a performance standard to coal-fired electricity generation units. This standard would be set at the emissions intensity level with consideration of natural gas combined cycle (NGCC) technology — a high-efficiency type of natural gas generation — and be fixed at 375 tonnes of CO₂/GWh.

Description

1. Proposed Regulations

The Government's approach to addressing climate change is based on the principle of balancing environmental and economic considerations. The electricity industry is facing major capital stock turnover and major new investments are inevitable over the coming years. 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 absent government 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).

The proposed Regulations, made under the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA 1999), would 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 proposed Regulations would come into effect on July 1, 2015. In addition, units would be required to begin reporting two years in advance of when they would reach their end of useful life date or, in the case of new units, after their first year of operation. Regulated entities would then be subject to enforcement and compliance requirements and penalties as specified under CEPA 1999.

Under the proposed 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 375 tonnes of CO₂/GWh. The standard would address emissions of CO₂ from the combustion of coal, coal derivatives (e.g. syngas) and

jusqu'à ce jour et l'impact du projet de règlement sur l'électricité alimentée en charbon permettront de passer d'ici 2020 de 850 Mt à 785 Mt d'émissions de gaz à effet de serre, ce qui représente une différence de quelques 65 Mt ou d'environ un quart par rapport aux réductions nécessaires pour atteindre l'objectif du Canada.

Le 23 juin 2010, afin d'aider le Canada à atteindre son objectif concernant la réduction des émissions issues de la production d'électricité, le gouvernement a annoncé qu'il prendrait des mesures afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre dans le secteur de l'électricité en mettant en place un règlement visant la production d'électricité au charbon.

L'objectif du règlement proposé est d'assurer une transition de la production d'énergie alimentée au charbon à fortes émissions à la production à émissions faibles ou nulles, par exemple l'énergie renouvelable, le gaz naturel à rendement élevé, ou l'énergie thermique avec captage et séquestration du carbone. Le projet de règlement imposera une norme de rendement aux groupes de production d'électricité alimentés au charbon. Cette norme sera établie au niveau de l'intensité des émissions, en tenant compte de la technologie du cycle combiné alimenté au gaz naturel (CCGN) [un type de production au gaz naturel très efficace], et sera fixée à 375 tonnes de CO₂/GWh.

Description

1. Projet de règlement

En ce qui concerne la lutte contre les changements climatiques, l'approche du gouvernement est fondée sur le principe qu'il faut assurer un équilibre entre les considérations environnementales et économiques. En effet, l'industrie de la production d'électricité est aux prises avec une forte rotation de son stock de capital et de nouveaux investissements importants sont inévitables dans les années à venir. 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 émissions faibles ou nulles, et en même temps, de s'assurer que les décisions en matière d'investissement n'engendrent pas d'actifs décaissés à l'avenir (par exemple en l'absence de réglementation de la part du gouvernement, l'industrie risque de construire de nouveaux groupes au charbon qui deviendront la norme afin de remplacer ceux devant être mis hors service dans les années à venir, et devra par conséquent faire face à des coûts bien plus élevés en vue de réduire les émissions de gaz à effet de serre en vertu de règlements futurs possibles).

Le projet de règlement pris en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [LCPE (1999)] appliquera une norme de rendement pour les groupes nouveaux de production d'électricité alimentés au charbon et les groupes qui ont atteint la fin de leur vie utile. L'élément de la norme de rendement du projet de règlement entrera en vigueur à compter du 1^{er} juillet 2015. En outre, des groupes devront commencer à produire des rapports deux ans avant qu'ils n'atteignent la date de fin de leur vie utile ou dans le cas des groupes nouveaux, après leur première année d'exploitation. Les entités réglementées seront alors soumises aux mesures de conformité et d'application de la loi, et notamment aux amendes, prévues par la LCPE (1999).

En vertu du projet de règlement, la norme de rendement sera établie au niveau de l'intensité des émissions, en tenant compte de la technologie du cycle combiné alimenté au gaz naturel (un type de production au gaz naturel très efficace), et sera fixée à 375 tonnes de CO₂/GWh. Elle permettra de traiter des émissions de CO₂ provenant de la combustion de charbon, de dérivés du

petroleum coke (petcoke), and from all fuels burned in conjunction with coal, except for biomass.

The proposed 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. New units are units that start producing electricity commercially on or after July 1, 2015. Old units are, in general, defined as units that have reached their end of useful life date, which is the later of 45 years from the units' commissioning dates or the end of their power purchase agreement (PPA).¹ Existing units that were operating before July 1, 2015, but have not reached their end of useful life date are not directly subject to the performance standard.

Time-limited flexibilities would 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 would 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 provide annual implementation reports on progress made with respect to these milestones.
- Existing units that employ CCS technology and that capture at least 30 % of their CO₂ for 5 years before they are required to meet the performance standard would be able to transfer an 18-month deferral from the performance standard to old units in recognition for early action. These units will have to apply for deferral no later than September 1, 2021. The existing units also have to have equal or greater capacity than the end-of-life units, the units must have a common owner, and they must be in the same province.
- An existing unit that closes or meets the performance standard prior to when it would be required to do so could take on the performance standard obligation of an old unit that reaches its end of useful life date before 2020 for the remaining time before the existing unit reaches its own end of useful life date. The existing unit has to have equal or greater capacity than the end-of-life unit, both units have to have a common owner who has 50 % ownership of both units, and they must be in the same province.
- A deferral to meeting the performance standard under emergency circumstances would be available where there is a disruption, or a significant risk of disruption, to the electricity supply. An emergency circumstance affecting the electricity supply is a circumstance that is either unforeseen or that arises when there is a formal declaration of emergency issued by the province or territory where the unit is located.

charbon (par exemple le gaz de synthèse), du coke de pétrole et de tous les carburants brûlés conjointement avec du charbon, à l'exception de la biomasse.

Le projet de règlement porte uniquement 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 groupes nouveaux et aux groupes en fin de vie utile de production d'électricité alimentés au charbon. Les groupes nouveaux sont ceux qui commencent à produire de l'électricité pour la vente à compter du 1^{er} juillet 2015. Les groupes en fin de vie utile sont, en général, définis comme ceux qui ont atteint la fin de leur vie utile, soit 45 ans après la date de leur mise en fonction ou à la fin de l'entente d'achat d'électricité dont ils font l'objet¹, selon la dernière échéance à survenir. Les groupes existants qui ont commencé à fonctionner avant le 1^{er} juillet 2015, mais qui n'ont pas atteint la fin de leur vie utile, ne font pas directement l'objet de la norme de rendement.

Des mesures de souplesse limitées dans le temps 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 faits suivants :

- Des groupes nouveaux et des groupes en fin de vie utile pourront demander un report temporaire jusqu'au 1^{er} janvier 2025 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 fournir un rapport annuel sur les progrès réalisés à l'égard de ces jalons.
- Les groupes existants qui utilisent la technologie de captage et de séquestration du carbone et qui captent au moins 30 % de CO₂ pendant 5 ans avant de devoir respecter la norme de rendement pourront effectuer un report de 18 mois de ce dernier à des groupes en fin de vie utile à titre de reconnaissance de leurs mesures d'action précoce. Ces groupes devront présenter leur demande au plus tard le 1^{er} septembre 2021. Le groupe existant doit également disposer d'une capacité supérieure ou égale à celle du groupe en fin de vie, et les groupes doivent avoir un propriétaire commun et être situés dans la même province.
- Un groupe existant qui cesse ses activités ou qui se conforme à la norme de rendement avant d'y être obligé pourra satisfaire l'obligation de se conformer à la norme de rendement d'un groupe en fin de vie utile qui atteint la fin de sa vie utile avant 2020, et ce, pendant le temps restant avant que le groupe existant n'atteigne la fin de sa propre vie utile. Le groupe existant doit disposer d'une capacité supérieure ou égale à celle du groupe en fin de vie utile, et les deux groupes doivent avoir un propriétaire commun à 50 % et être situés dans la même province.
- Un report en ce qui concerne le respect de la norme de rendement dans les situations d'urgence pourra être accordé lorsqu'il y a une interruption ou un grand risque d'interruption de l'approvisionnement en électricité. Une situation d'urgence affectant l'approvisionnement en électricité est une situation qui se produit en raison d'une calamité naturelle ou lorsqu'une déclaration officielle d'urgence est émise par la province ou le territoire où se situe le groupe.

¹ An agreement between the responsible person for a unit that produced electricity and a distributor of that electricity in respect of the sale of the electricity produced by the unit to the distributor.

¹ Une entente entre la personne responsable d'un groupe qui produit de l'électricité et un distributeur de cette électricité concernant la vente à ce distributeur de l'électricité produite par ce groupe.

In their entirety, the proposed Regulations are designed to

- Require a stringent performance standard that units must meet, which also 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;
- Take advantage of existing anticipated capital stock turnover cycles in order to ensure that new investments do not strand existing capital;
- Provide predictability in that the early announcement of the proposed Regulations (five years in advance of its coming into force) respects the planning timelines needed for large capital investments; and
- Limit costs through a gradual application over time, in line with when each unit reaches its end of useful life and utilities have recovered their initial investment costs.

2. Electricity sector

The proposed Regulations are focused on coal-fired electricity generation in Canada. To assist in understanding the scope and impact of the proposed 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 proposed Regulations.

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 2008 has grown to over 618 000 GWh, an increase of 0.2% from the previous high of 617 000 GWh observed in 2007. In 2008, hydroelectric power produced approximately 60% of Canada's total electricity, followed by nuclear (15%), coal (14%), natural gas (5%), refined petroleum products (RPP) and other fuels (5%), and the remainder coming from other sources such as wind and bioenergy (1%).

Economic factors such as fuel price can play a major role in fuel consumption decisions. For example, natural gas-fuelled generation increased by about 550% between 1990 and 2000 and remained constant between 2000 and 2005. Natural gas-based generation was lower between 2002 and 2004, due in part to higher natural gas prices, while generation in 2006 was lower due to softer demand. The rapid appreciation of the Canadian currency in 2004, however, had the effect of lowering natural gas costs, as these prices are based on international markets and foreign currency. Similar impacts can be inferred for coal, RPPs, and "other fuel" generation. With increasing oil costs, the usage of lower-priced and subsequently lower-grade fuels like coal and those included in the "other fuel" category has increased while RPP usage has decreased.

Dans son intégralité, le projet de règlement vise à :

- exiger une norme de rendement stricte que doivent respecter les groupes, et qui encourage également 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;
- tirer parti des cycles existants de rotation du capital prévu afin de garantir que les nouveaux investissements ne bloquent pas les capitaux existants;
- permettre d'effectuer des prévisions dans la mesure où l'annonce précoce du projet de règlement (cinq ans avant son entrée en vigueur) respecte le calendrier de planification nécessaire pour les investissements de capitaux importants;
- limiter les coûts en les appliquant progressivement au fil du temps, en respectant le moment où chaque groupe atteint la fin de sa vie utile et les installations ont amorti leur investissement initial.

2. Secteur de l'électricité

Le projet de règlement est axé sur la production d'électricité alimentée au charbon au Canada. Afin d'aider à comprendre la portée et l'impact du projet de 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 projet de règlement.

2.1 Les 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 2008 a crû de plus de 618 000 GWh, ce qui représente une hausse de 0,2 % par rapport au niveau élevé de 617 000 GWh observé en 2007. En 2008, l'énergie hydroélectrique constituait environ 60 % de la totalité de l'électricité produite au Canada, suivie de l'énergie nucléaire (15 %), du charbon (14 %), du gaz naturel (5 %), des produits pétroliers raffinés et d'autres combustibles (5 %), le reste provenant d'autres sources telles que l'énergie éolienne et la bioénergie (1 %).

Des facteurs économiques comme le prix du combustible peuvent jouer un rôle important dans les décisions relatives à la consommation de combustibles. Par exemple, la production d'électricité alimentée par gaz naturel a augmenté de 550 % entre 1990 et 2000 et est demeurée constante entre 2000 et 2005. Cette production était inférieure entre 2002 et 2004 en raison d'une hausse des prix du gaz naturel, tandis que la production en 2006 était plus faible en raison d'une demande également plus faible. L'appréciation rapide de la monnaie canadienne en 2004 a néanmoins eu pour effet de diminuer les coûts du gaz naturel, et ces prix sont basés sur les marchés internationaux et les devises étrangères. Des effets similaires peuvent être déduits pour la production de charbon, de produits pétroliers raffinés et d'« autres combustibles ». Avec l'augmentation des coûts du pétrole,

2.2 Regional trends — Generation and source

The trends reported below² are based on utility generators, which represent about 92% of total generation (the remainder is non-utility, which does 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 1990 and 2008.³ Coal-fired electricity sources predominate in Alberta and Saskatchewan, due in no small part to easy and reliable 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 332 000 GWh (58%) of Canada's electricity supply in 2008. They are followed by Alberta (about 58 900 GWh) and British Columbia (about 52 800 GWh), then by Newfoundland and Labrador (41 400 GWh).

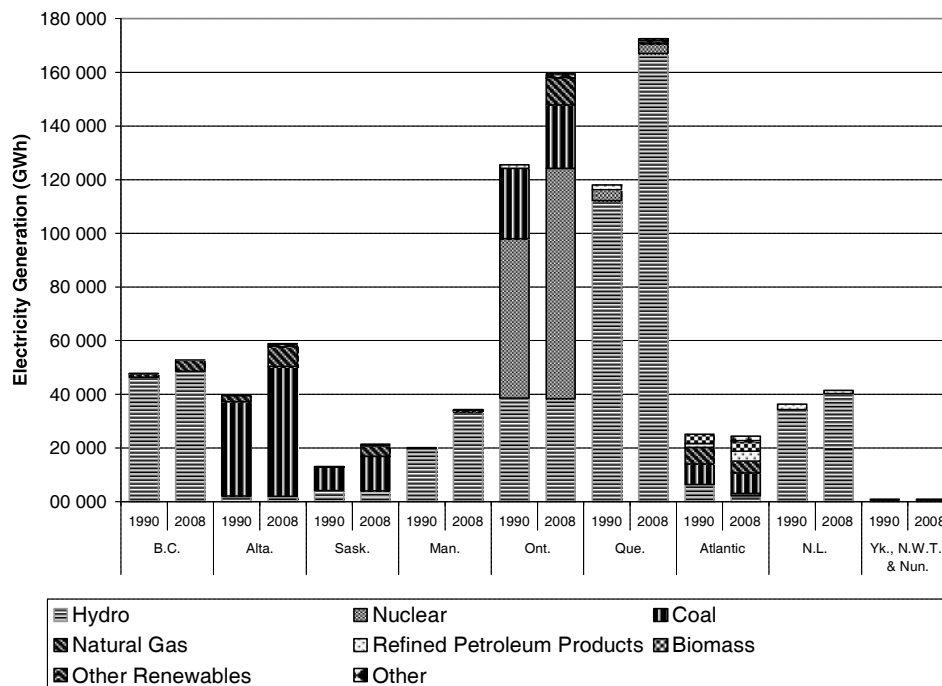
l'utilisation de combustibles à faible prix et donc de faible qualité comme le charbon et de ceux qui figurent dans la catégorie « autres combustibles » a augmenté, tandis que l'utilisation de produits pétroliers raffinés a diminué.

2.2 Tendances régionales — Production et source

Les tendances indiquées ci-dessous² sont fondées sur les producteurs des services publics, qui représentent environ 92 % de la 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 1990 et 2008³. Les sources d'électricité alimentées au charbon sont prédominantes en Alberta et en Saskatchewan, en grande partie à cause d'un accès facile et fiable aux ressources abondantes de charbon. L'hydro-électricité fournit la majorité de la production d'électricité dans les provinces de 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 332 000 GWh (58 %) de l'électricité du Canada en 2008. Elles sont suivies de l'Alberta (environ 58 900 GWh), de la Colombie-Britannique (environ 52 800 GWh) et de Terre-Neuve-et-Labrador (41 400 GWh).

Figure 1: Electricity Generation by Region and Source, 1990 and 2008



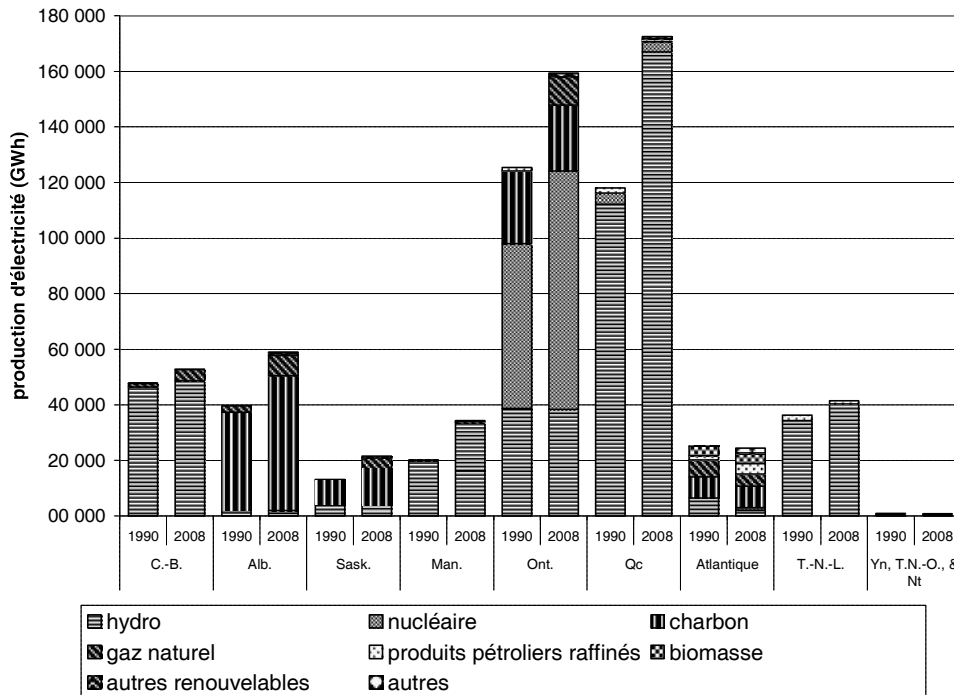
² Source: National Inventory Report 1990–2008: Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada, Part 3, 2010, Environment Canada.

³ Owing to their relatively small contribution to Canadian supply, the Atlantic Provinces have been grouped together, as have the territories.

² Source : Rapport d'inventaire national : 1990–2008, Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada, partie 3, 2010, Environnement Canada.

³ En raison de leur contribution relativement petite à l'approvisionnement canadien, les provinces de l'Atlantique ont été regroupées, de même que les territoires.

Figure 1 : Production d'électricité par région et par source (1990 et 2008)



Overall generation has increased in all provinces. Since 1990, generation in Saskatchewan and Manitoba has grown by over 60%. In Manitoba, this growth was based on new hydro developments, while in Saskatchewan the increase was due to expanded use of coal and natural gas to meet demand. Generation in Alberta, Quebec and the Atlantic region grew between 46% and 49%. In Ontario, a 27% increase in generation was met with increased nuclear power over the period, plus a significant increase in the use of natural gas. In British Columbia and Newfoundland and Labrador, electricity generated from hydro increased by 10% and 14%, respectively.

La production globale a augmenté dans toutes les provinces. Depuis 1990, la production de la Saskatchewan et du Manitoba a connu une croissance de plus de 60%. Au Manitoba, cette croissance était basée sur de nouveaux développements en matière d'hydroélectricité, tandis qu'en Saskatchewan, la hausse était due à l'utilisation accrue de charbon et de gaz naturel afin de satisfaire la demande. La production en Alberta, au Québec et dans la région de l'Atlantique a augmenté de 46% à 49%. En Ontario, une hausse de 27% de la production a été atteinte avec une intensification de la production d'énergie nucléaire au cours de cette période, ainsi qu'une augmentation importante de l'utilisation de gaz naturel. En Colombie-Britannique et à Terre-Neuve-et-Labrador, l'électricité produite à partir de groupes hydroélectriques a augmenté de 10% et 14%, respectivement.

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 United States combined with varying requirements in different regions of the country allow the easy import and export of cheap 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 United States grew by 215% between 1990 and 2008, from 18 000 GWh to over 57 000 GWh, respectively. Imports from the United States have also increased, although at a much lower rate (43% between 1990 and 2008).

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 les exigences variables dans différentes régions du pays permettent d'importer et d'exporter facilement l'électricité à prix bon marché, 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 215% entre 1990 et 2008, de 18 000 GWh à plus de 57 000 GWh, respectivement. Les importations en provenance des États-Unis ont également augmenté, bien qu'à un rythme bien plus faible (43% entre 1990 et 2008).

On balance, Canada is a net exporter of electricity to the United States mainly due to U.S. electricity demand, additional generation capacity, and the availability of low-cost hydro electric 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

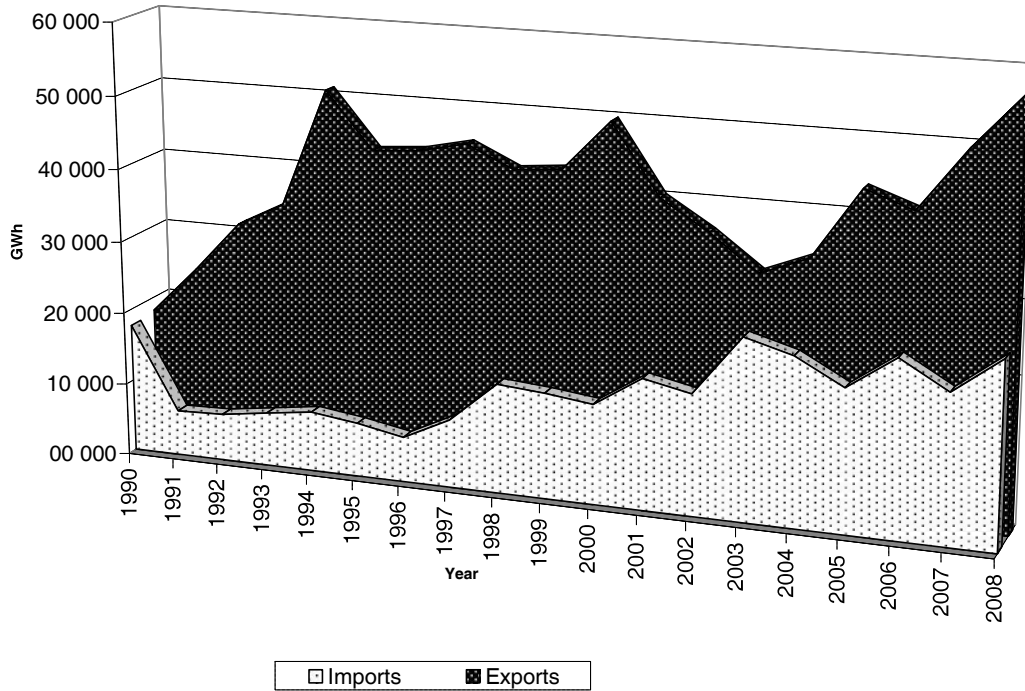


Figure 2 : Importations et exportations avec les États-Unis

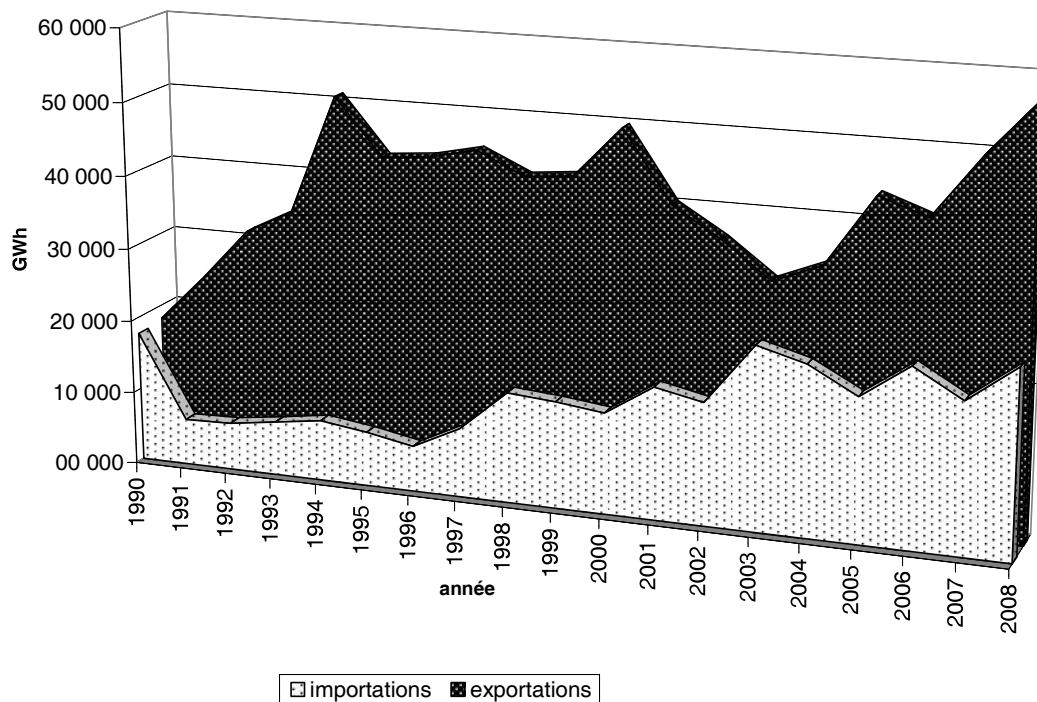


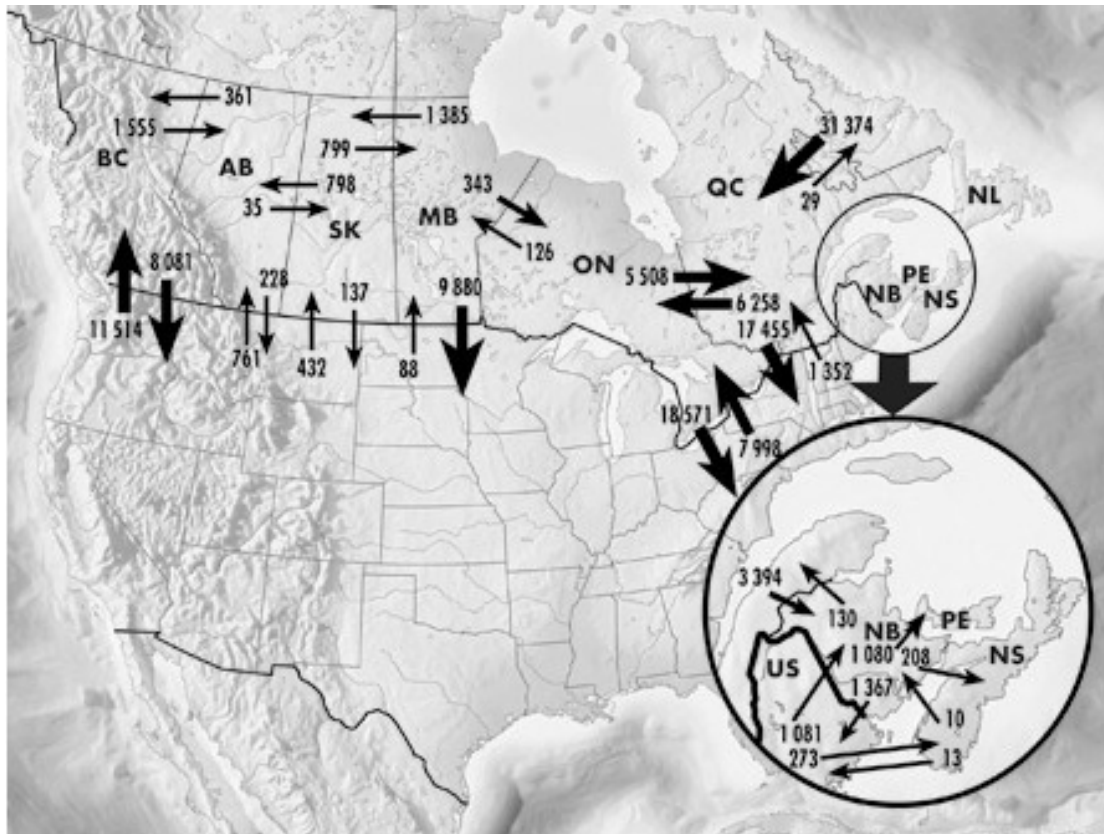
Figure 3 shows inter-provincial and international trade flows of electricity in 2008. Note that Ontario, Quebec and Manitoba exported the greatest volumes of electricity. The net importers of electricity include British Columbia, Alberta, Saskatchewan and Nova Scotia. Major Canadian electricity trade includes the transfer of hydro power from Newfoundland and Labrador into Quebec, interchanges between Ontario, Quebec and regions in the northeastern United States, and interchanges between British Columbia, Alberta and the U.S. Pacific Northwest.

La figure 3 représente les débits du commerce interprovincial et international d'électricité en 2008. Il est à noter que l'Ontario, le Québec et le Manitoba ont exporté les plus gros volumes d'électricité. Les importateurs nets d'électricité incluent la Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan et la Nouvelle-Écosse. Au Canada, les principales activités commerciales en matière d'électricité comprennent le transfert d'énergie hydro-électrique de Terre-Neuve-et-Labrador au Québec, les échanges entre l'Ontario, le Québec et les régions du nord-est des États-Unis ainsi que les échanges entre la Colombie-Britannique, l'Alberta et la U.S. Pacific Northwest.

In recent years, growth in 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.

Au cours des dernières années, la croissance de 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.

Figure 3: Regional Trade Flows⁴



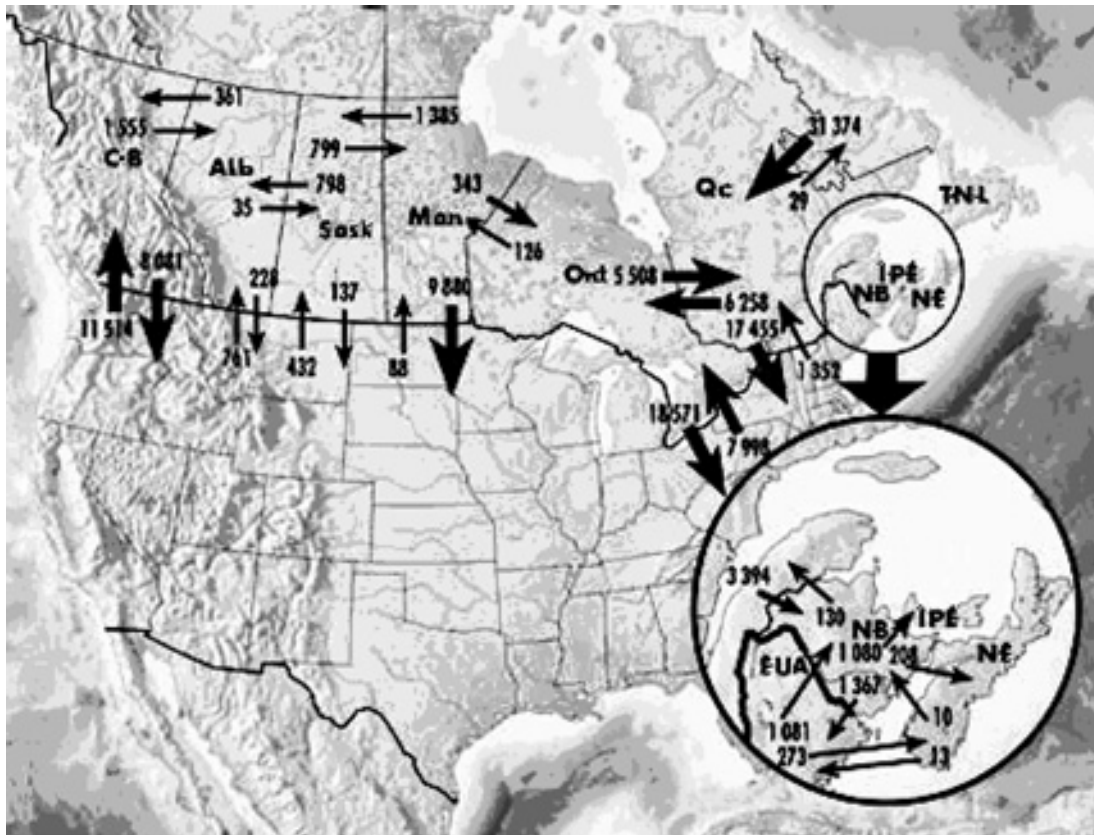
Data for interprovincial transfers of electricity are from January 1, 2008, to December 31, 2008, and are compiled from Statistics Canada Electric Power Statistics monthly (megawatt-hour) table.

Data for United States imports and exports are for 2008 (excludes exchanges) and are compiled by the National Energy Board.

Arrows indicate import/export transactions and may not represent the actual electricity flow route from source to destination.

⁴ Source: National Energy Board

Figure 3 : Flux commerciaux régionaux⁴



Les données sur les transferts interprovinciaux d'électricité proviennent de la période allant du 1^{er} janvier 2008 au 31 décembre 2008 et elles ont été établies à partir des données mensuelles (en MWh) des Statistiques de l'énergie électrique de Statistique Canada.

Les données sur les importations et exportations américaines sont celles de l'année 2008 (sauf pour les échanges) et elles ont été établies par l'Office national de l'énergie.

Les flèches indiquent les opérations d'importations ou d'exportation; elles ne représentent pas nécessairement l'itinéraire suivi par l'électricité de son point d'origine à sa destination.

2.4 Actual vs. 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 is used to meet

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 que la production atteint son plein rendement à chaque heure, et ce, pendant l'année entière. La différence entre la production potentielle et la production réelle est due à de nombreux facteurs, notamment la quantité (ou l'absence) de précipitations et l'intensité du 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

⁴ Source : Office national de l'énergie

base load demand. Over any period of time, actual wind generation is typically much below its full theoretical capacity given the intermittent nature of sufficient wind energy.

Table 1: Actual vs. Potential Generation — 2008⁵

Type	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	31 363	81 702	38%
Total	618 754	1 098 849	56%

2.4.1 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 Ontario (39%), followed by Alberta (38%), Saskatchewan (11%), Nova Scotia (8%), New Brunswick (3%) and Manitoba (1%). Approximately 95% of coal-fired electricity generating units reside in four provinces: Alberta, Ontario, Saskatchewan and Nova Scotia. In 2008, coal contributed to the electricity generation mix in six provinces: Alberta (74% of total generation), Nova Scotia (73%), Saskatchewan (60%), New Brunswick (31%), Ontario (17%) 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-Generating Capacity for Canada
Ontario	4	15	6 459	39%
Alberta	7	18	6 397	38%
Saskatchewan	3	9	1 822	11%
Nova Scotia	4	8	1 308	8%
New Brunswick*	2	2	537	3%
Manitoba	1	1	98	1%
Total	21	53	16 621	100%

*One of the two coal units in New Brunswick in 2010 is now closed. Excludes petroleum coke (one unit).

**MW = megawatt.

⁵ 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) for 2008 = Capacity (GW) for 2008 × 365 days × 24 hours per day.

⁶ Source: Environment, Energy, and Economy Model of Canada (E3MC) — Environment Canada; other published sources.

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, étant donné le caractère intermittent de l'énergie éolienne.

Tableau 1 : Production réelle c. production potentielle (en 2008)⁵

Type	Production réelle (GWh)	Production potentielle (GWh)	Utilisation des capacités (réelles/potentielles)
Hydroélectricité	373 871	652 040	57 %
Énergie éolienne	3 807	20 873	18 %
Nucléaire	90 585	116 902	77 %
Charbon	104 580	139 631	75 %
Pétrole	7 220	68 199	11 %
Gaz	31 363	81 702	38 %
Total	618 754	1 098 849	56 %

2.4.1 Profil des usines et des groupes au charbon

Le tableau 2 montre la capacité installée des usines et des groupes au charbon par province à partir de 2010. La part canadienne de la production d'électricité au charbon est la plus importante en Ontario (39%), suivie de l'Alberta (38%), de la Saskatchewan (11%), de la Nouvelle-Écosse (8%), du Nouveau-Brunswick (3%) 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 2008, le charbon a contribué à la production d'électricité dans six provinces : l'Alberta (74% de la production totale), la Nouvelle-Écosse (73%), la Saskatchewan (60%), le Nouveau-Brunswick (31%), l'Ontario (17%) et le Manitoba (1%).

Tableau 2 : Capacité de production au charbon (en 2010)⁶

Région	Nombre d'usines 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
Ontario	4	15	6 459	39 %
Alberta	7	18	6 397	38 %
Saskatchewan	3	9	1 822	11 %
Nouvelle-Écosse	4	8	1 308	8 %
Nouveau-Brunswick*	2	2	537	3 %
Manitoba	1	1	98	1 %
Total	21	53	16 621	100 %

*L'un des deux groupes du Nouveau-Brunswick en 2010 est désormais fermé. Exclut le coke de pétrole (un groupe).

**MW = mégawatt.

⁵ 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) pour 2008 = Capacité (GW) pour 2008 × 365 jours × 24 heures par jour.

⁶ Source : Modèle énergie-émissions-économie du Canada (E3MC) — Environment Canada; autres sources publiées.

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, with almost 85% of total coal-fired capacity reaching the end of its useful life by 2030. The following is a list representing the years at which units will reach the end of their useful life:

- Between 2010 and 2025, 35 units (66% of total);
- By 2030, an additional 9 units (83% cumulative);
- By 2035, an additional 3 units (89% cumulative);
- By 2040, an additional 5 units (98% cumulative); and
- By 2050, 1 additional unit (100% cumulative).

Alberta

Alberta's coal-fired electricity generation fleet is relatively old, with 13 of 18 units reaching their end of useful life by 2030. 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 to 12% below the 2003–2005 baseline emissions intensity of the facilities starting in 2007.

Ontario

The Government of Ontario has enacted regulations requiring that by December 31, 2014, coal would no longer be used in their currently operating coal units. Based on these regulations, the remaining generation stations at Atikokan (one unit), Lambton (four units), Nanticoke (eight units) and Thunder Bay (two units) would be closed by 2015. The closure of these coal units would be part of Ontario's commitment to fight climate change.

Saskatchewan

Saskatchewan's coal-fired capacity is aging, with five out of nine units at, or beyond, their end of useful life by 2020, and all but one reaching that point by 2030. Some of the units have recently been upgraded which could permit their use beyond their original useful life. 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 has announced that it will rebuild Boundary Dam unit 3 and integrate it with a CCS system.

Nova Scotia

Nova Scotia has two out of eight units reaching their end of useful life by 2020, and all but two reaching that point 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, proposes to increase this to 40% by 2020, and caps the electricity sector at 12 000 GWh per year. This will result in reduced use of fossil fuels (primarily coal and petroleum coke [i.e. petcoke]).

La majorité de la capacité de production de l'électricité au charbon au Canada est désuète et approche la fin de sa vie utile. Par conséquent, le sous-secteur de production d'électricité au charbon devrait subir une transition importante au cours des prochaines décennies, avec près de 85 % de la capacité totale de production au charbon qui approche la fin de sa vie utile d'ici 2030. La liste ci-après décrit les années auxquelles les groupes atteignent la fin de leur vie utile :

- de 2010 à 2025, 35 groupes (66 % du total);
- d'ici 2030, 9 autres groupes (83 % cumulatifs);
- d'ici 2035, 3 autres groupes (89 % cumulatifs);
- d'ici 2040, 5 autres groupes (98 % cumulatifs);
- d'ici 2050, 1 groupe de plus (100 % cumulatifs).

Alberta

Le parc de groupes de production d'électricité au charbon de l'Alberta est relativement vieux, avec 13 des 18 groupes atteignant la fin de leur vie utile d'ici 2030. 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 de 2003-2005 des installations à compter de 2007.

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 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 ferait partie de l'engagement de l'Ontario à lutter contre les changements climatiques.

Saskatchewan

La capacité d'alimentation au charbon de la Saskatchewan est vieillissante, avec cinq groupes sur neuf à la fin de leur vie utile ou qui auront dépassé cette limite d'ici 2020, et tous les groupes qui atteindront ce point d'ici 2030 sauf un. Certains des groupes de gestion ont été mis à niveau récemment, ce qui permettra de les utiliser au-delà de leur vie utile initiale. Par l'entremise de consultations récentes, SaskPower a indiqué son intention de fermer deux de ses groupes au charbon à court terme (Boundary Dam, groupes 1 et 2) et a annoncé qu'elle reconstruirait le groupe 3 de Boundary Dam et l'intégrerait dans un système de capture et de séquestration du carbone.

Nouvelle-Écosse

Parmi les huit groupes que la Nouvelle-Écosse possède, deux groupes arriveront à la fin de leur vie utile d'ici 2020, mais tous les groupes atteindront ce point d'ici 2030 sauf deux. Par son plan d'action sur les changements climatiques de 2009 et sa stratégie énergétique de 2009, le gouvernement de la Nouvelle-Écosse s'engage à entreprendre une transition harmonieuse des charbons polluants vers des sources d'énergie plus propres et plus durables. À la suite de ces mesures, le plan de 2010 de l'électricité renouvelable de la Nouvelle-Écosse détaille les exigences pour l'obtention de 25 % de l'électricité des énergies renouvelables d'ici 2015, il propose d'augmenter ce taux à 40 % d'ici 2020, et il limite la production du secteur de l'électricité à 12 000 GWh par année. Cela entraînera une réduction de l'utilisation des combustibles fossiles (principalement du charbon et du pétrole de coke).

New Brunswick

New Brunswick currently has only one coal-fired electricity generating unit, which will reach its end of useful life by 2038. One of the two coal units shown in Table 2 closed during 2010.

Manitoba

Manitoba has only one coal-fired electricity generating unit, which will reach its end of useful life by 2015. 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.

2.5 *Electricity consumers*

Major consumers of electricity are shown in Table 3. The largest consuming sectors are industrial⁷ (40%), followed by residential (29%) and commercial⁸ (28%). Only a small proportion of electricity is consumed by the agriculture and transportation sectors (2% and 1% respectively).

Table 3: Electricity Consumption in Canada, 1990–2008 (TWh*)⁹

Sector	Sub-Sector	1990	1995	2000	2005	2007	2008
Industrial	Iron and Steel	8.3	8.8	10.3	10.7	9.2	10.7
	Chemicals	18.2	19.3	19.2	19.5	18.3	17.2
	Petroleum Refining	5.7	4.9	5.4	6.6	7.8	7.9
	Aluminum and non-Ferrous	37	47.5	50.9	59.7	56.6	58
	Mining and Oil and Gas Extraction	28.8	31.6	33.5	37.5	33.6	33.4
	Other Manufacturing	36.1	37.2	44.3	43.1	44.8	42.9
	Pulp, Paper and Print	48.8	55.9	61.6	61.7	53.1	48.3
	Total	182.9	205.2	225.2	238.8	223.5	218.4
Residential		129.8	131.6	138.2	151	152.8	160.7
Commercial (including institutional and public administration)		108.4	117	125.8	135	143.6	155.8

*TWh = terawatt-hours

2.5.1 *Industrial sector*

The largest industrial consumers are aluminum and non-ferrous metals, pulp and paper, mining and oil and gas, chemicals, iron

⁷ Manufacturing industries, including mining and oil and gas extraction.

⁸ Including institutional and public administration.

⁹ Data source: *Energy Statistics Handbook*, 4th Quarter, 2009, Statistics Canada, Catalogue No. 57-601-X.

Nouveau-Brunswick

Le Nouveau-Brunswick dispose actuellement d'un groupe de production d'électricité au charbon qui atteindra la fin de sa vie utile d'ici 2038. L'un des deux groupes au charbon présentés dans le tableau 2 a fermé en 2010.

Manitoba

Le Manitoba possède seulement un groupe de production d'électricité alimenté au charbon qui atteindra la fin de sa vie utile d'ici 2015. 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 de l'aide financière pour les industries dépendantes du charbon en vue qu'elles se convertissent à des énergies plus propres et qu'elles élaborent de la biomasse comme une solution de remplacement du charbon.

2.5 *Consommateurs d'électricité*

Les principaux consommateurs d'électricité sont présentés dans le tableau 3. Les plus importants secteurs sont le secteur industriel⁷ (40 %), suivi par le secteur résidentiel (29 %) et le secteur commercial⁸ (28 %). Seule une petite proportion d'électricité est consommée par les secteurs de l'agriculture et des transports (2 % et 1 %, respectivement).

Tableau 3 : Consommation d'électricité au Canada de 1990 à 2008 (TWh*)⁹

Secteur	Sous-secteur	1990	1995	2000	2005	2007	2008
Industriel	Sidérurgie	8,3	8,8	10,3	10,7	9,2	10,7
	Produits chimiques	18,2	19,3	19,2	19,5	18,3	17,2
	Raffinage du pétrole	5,7	4,9	5,4	6,6	7,8	7,9
	Aluminium et métaux non ferreux	37	47,5	50,9	59,7	56,6	58
	Exploitation minière et extraction de pétrole et de gaz	28,8	31,6	33,5	37,5	33,6	33,4
	Autres secteurs manufacturiers	36,1	37,2	44,3	43,1	44,8	42,9
	Pâtes, papier et impression	48,8	55,9	61,6	61,7	53,1	48,3
	Total	182,9	205,2	225,2	238,8	223,5	218,4
Résidentiel		129,8	131,6	138,2	151	152,8	160,7
Commercial (y compris l'administration institutionnelle et publique)		108,4	117	125,8	135	143,6	155,8

*TWh = térawatt-heure

2.5.1 *Secteur industriel*

Les plus grands consommateurs industriels d'électricité opèrent dans les secteurs suivants : l'aluminium et les métaux non

⁷ Industries manufacturières, comme l'exploitation minière et l'extraction de pétrole et de gaz.

⁸ Y compris l'administration institutionnelle et publique.

⁹ Source de données : *Guide statistique de l'énergie*, 4^e trimestre de 2009, Statistique Canada, Numéro de catalogue 57-601-X.

and steel and petroleum refining. Other manufacturing is significant but represents a combination of industries.

Since 1990, electricity consumption has increased in five of seven 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, four of the seven industrial sub-sectors showed a decrease in electrical consumption relative to 2005 levels, likely being 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 transportation, equipment, electronics, and light consumer goods) showed the largest increase.

2.5.2 Residential sector

The residential sector is a major consumer of electricity, with demand that increased by 24% between 1990 and 2008 (Table 3). This is largely driven by population growth and rising consumer wealth and living standards. The number of homes in Canada increased by 31% between 1990 and 2007 (the last year for which data are available) and 10% between 2001 and 2007 alone. Growth in residential electricity demand was low to moderate during the recession that appeared in the early 1990s, but consumption increased significantly with greater economic growth after 1999. Fluctuations in seasonal temperatures are an important factor but decidedly a secondary driver of overall residential electricity demand. For example, electricity consumption increased by 5% between 2007 and 2008 while heating degree-days increased by about 1% over the same period.

2.5.3 Commercial sector

From 1990 to 2008, electricity consumption by the commercial sector grew by 44% (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. For example, it increased its electricity consumption by 8% (from 144 TWh to 156 TWh) between 2007 and 2008, although the recent recession will likely have dampened growth for the last two years or so.

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.

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 cinq des sept 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 eu des répercussions sur la consommation d'électricité industrielle. Plus récemment, quatre des sept sous-secteurs des 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 des « 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.

2.5.2 Secteur résidentiel

Le secteur résidentiel est un gros consommateur d'électricité, la demande ayant augmentée de 24 % de 1990 à 2008 (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 31 % de 1990 à 2007 (dernière année pour laquelle des données sont disponibles) et de 10 % de 2001 à 2007 uniquement. La croissance de la demande en électricité résidentielle a été faible à modérée au cours de la récession au début des années 1990, mais la consommation a fortement augmenté après 1999, au moment où la croissance économique était forte. 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. Par exemple, la consommation d'électricité a augmenté de 5 % de 2007 à 2008, alors que les degrés-jours de chauffage ont augmenté d'environ 1 % au cours de la même période.

2.5.3 Secteur commercial

De 1990 à 2008, la consommation d'électricité par le secteur commercial a connu une croissance de 44 % (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 de surfaces commerciales, ce qui a impliqué le chauffage et le rafraîchissement de grandes étendues, tandis que les ordinateurs, les imprimantes et d'autres appareils électriques sont devenus courants. La croissance de la demande en électricité a été particulièrement forte au cours des dernières années dans le secteur commercial. Par exemple, sa consommation en électricité a augmenté de 8 % (passant ainsi de 144 TWh à 156 TWh) de 2007 à 2008, même si la récente récession aura vraisemblablement ralenti cette croissance au cours des deux dernières années environ.

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 de fortes mesures nationales, continentales et internationales, y compris l'introduction de nouveaux règlements sur la production d'électricité à partir du charbon.

The proposed 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 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 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 is gain 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.

In the Canadian electricity generation sector, neither of these conditions exist to the degree that cap-and-trade exclusively for coal-fired electricity would appear to be a viable option. The Canadian electricity system is already among the lowest-emitting in the world, with coal-fired generation representing just 14% or so of the total electricity produced. This means that a cap-and-trade for electricity would be targeting only 53 units of coal-fired generating units across the whole country (as of 2010), 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 lead to low levels of market liquidity and create a risk of large fluctuations in the price of carbon permits. 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 /

Le projet de règlement afin de lutter contre les émissions de 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 pourraient pas fournir l'assurance de la réduction des émissions provenant de ce secteur et le niveau de certitude nécessaire pour appuyer les investissements de l'industrie.

Dans un 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 dans le cadre de l'atteinte d'un objectif environnemental à un moindre coût économique, 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 dépollution dans les installations 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 CO₂ — 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.

Dans le secteur de la production de l'électricité au Canada, aucune de ces conditions n'est suffisamment importante pour justifier l'emploi du plafonnement et de l'échange exclusivement pour la production d'électricité au charbon. Le réseau électrique canadien est déjà l'un des moins émetteurs au monde, avec une production au charbon représentant à peine 14 % environ de l'électricité totale produite. Cela signifie que le système de plafonnement et d'échange pour l'électricité ne viserait que 53 de l'ensemble des groupes de production au charbon du pays (en 2010), 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. 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.

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 proposed 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 phase out high-emitting coal-fired generation units once their useful life is exhausted, and promote 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.

In doing so, the proposed 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, and to avoid the risk of stranded assets.

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 proposed regulated performance standard approach with consideration of specific issues.

Taking action now to regulate coal-fired electricity generation would achieve multiple economic and environmental objectives by providing investors, utilities, and electricity consumers with a regulatory environment that leads to both efficient and more certain reductions in CO₂ emissions from this sector as well as reductions in a wide range of air pollutants that negatively affect human health and the environment.

Benefits and costs

The proposed Regulations are estimated to result in a reduction of approximately 175 Mt of carbon dioxide equivalent (CO₂e) in GHG emissions over the period 2015–2030.

The present value of the costs of the proposed Regulations are estimated at \$8.2 billion, largely due to the incremental costs of natural gas generation (\$4.8 billion), reduced net exports and new capital costs. The total benefits are estimated at \$9.7 billion, largely due to the avoided social cost of carbon (SCC) [\$4.3 billion, at \$25/tonne in 2010], avoided generation costs

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 projet de 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 permettra de réduire progressivement le nombre des groupes de production d'énergie alimentés au charbon à fortes émissions lorsqu'elles atteindront la fin de leur vie utile et de favoriser 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 par rapport au 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.

Ainsi, le projet de règlement offre une certitude réglementaire au secteur de production d'électricité au charbon à un moment où celui-ci 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 et d'éviter d'éventuels actifs délaissés.

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 la proposition d'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 pourrait atteindre plusieurs objectifs économiques et environnementaux en apportant un environnement réglementaire aux investisseurs, aux services publics et aux consommateurs d'électricité qui engendrerait des réductions en matière d'émissions de 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.

Avantages et coûts

Le projet de règlement devrait entraîner une réduction d'environ 175 Mt d'équivalent de dioxyde de carbone (CO₂e) provenant des émissions de gaz à effet de serre au cours de la période de 2015 à 2030.

La valeur actuelle des coûts du projet de règlement est estimée à 8,2 milliards de dollars, en grande partie en raison des coûts supplémentaires du gaz naturel (4,8 milliards de dollars), de la baisse nette des exportations et des nouveaux coûts d'investissement. Les avantages totaux sont estimés à 9,7 milliards de dollars, principalement ce qui est dû au coût social du carbone évité

(\$3.8 billion), and health benefits from reduced smog exposure (\$1.4 billion). Over the 2015 to 2030 period, the net present value of the proposed Regulations is estimated at \$1.5 billion. With an SCC of \$100/tonne, the NPV would increase to \$14.5 billion.

3. Analytical framework

The approach to cost-benefit analysis identifies, quantifies and monetizes, to the extent possible, the incremental costs and benefits of the proposed Regulations. The cost-benefit analysis framework applied to this study incorporates the following elements:

- **Incremental impact:** Impacts are analyzed in terms of incremental changes to emissions, costs and benefits to stakeholders and the economy. The incremental impacts were determined by comparing two scenarios: the business-as-usual (BAU) scenario and the regulatory scenario. Generally, the BAU scenario establishes what the electricity sector would look like in the future without the proposed Regulations. This scenario would include any pre-existing federal¹⁰ or provincial policies¹¹ including the Ontario coal phase out. The regulatory scenario establishes what the electricity sector would look like with the implementation of the proposed Regulations. The two scenarios are presented in detail below (sections 6 and 7).
- **Timeframe for analysis:** The time horizon used for evaluating the economic impacts is 16 years (2015–2030). The first year of the analysis is 2015, when the proposed Regulations are expected to come into force. This study period was considered adequate for two reasons: (1) approximately two-thirds of coal-fired electricity units targeted by the proposed Regulations would be affected by that time;¹² and (2) significant uncertainty exists for any post-2030 projections.
- **Costs and benefits** have been estimated in monetary terms to the extent possible and are expressed in 2010 Canadian dollars. Whenever this was not possible, due either to lack of appropriate data or difficulties in valuing certain components, incremental impacts were evaluated in qualitative terms. Table 4 summarizes the benefits and costs which were evaluated over a 16-year period.
- **Discount rate:** A social discount rate of 3% is used in the analysis for estimating the present value of the costs and benefits under the central analysis. This level is within the range prescribed by the Treasury Board Secretariat's cost-benefit analysis (CBA) guidelines. The discount rate is consistent with the discount rates that have been used for GHG related measures in Canada, as well as those being used by the United States and the European Commission. Costs and benefits were discounted to 2015, the first year of the analysis. A sensitivity analysis of discount rates and other key variables to test the associated variability of cost estimates was also conducted.

(4,3 milliards de dollars, à 25 \$ la tonne en 2010), aux coûts de production évités (3,8 milliards de dollars), et des avantages pour la santé provenant de la réduction de l'exposition au smog (1,4 milliard de dollars). Au cours de la période de 2015 à 2030, la valeur actualisée nette du projet de règlement est estimée à 1,5 milliard de dollars. Avec un coût social du carbone de 100 \$ la tonne, la valeur actualisée nette augmenterait jusqu'à 14,5 milliards de dollars.

3. Cadre d'analyse

Par son approche, l'analyse coûts-avantages définit, quantifie et comptabilise, dans la mesure du possible, les coûts et les avantages différentiels du projet de règlement. Le cadre de l'analyse coûts-avantages appliqué à la présente étude comprend les éléments suivants :

- **Impact différentiel :** Les impacts sont analysés en fonction des changements différentiels dans les émissions, les coûts et les avantages pour les intervenants et l'économie. Les impacts différentiels ont été déterminés en comparant deux scénarios : un scénario du maintien du statu quo et un scénario réglementaire. Généralement, le scénario du maintien du statu quo définit ce à quoi le secteur de l'électricité devrait ressembler à l'avenir sans le projet de règlement. Ce scénario comprendrait toutes les politiques fédérales¹⁰ ou provinciales¹¹ déjà existantes, y compris l'élimination progressive du charbon en Ontario. Le scénario réglementaire établit ce à quoi le secteur de l'électricité devrait ressembler avec la mise en œuvre du projet de règlement. Ces deux scénarios sont présentés en détail ci-dessous (sections 6 et 7).
- **Calendrier d'analyse :** L'échelle de temps utilisée pour évaluer ces répercussions économiques s'échelonne sur 16 ans (de 2015 à 2030). La première année de l'analyse est 2015, année durant laquelle le règlement proposé devrait entrer en vigueur. Cette période d'étude a été jugée adéquate pour deux raisons : (1) environ deux tiers des groupes de production d'électricité au charbon visés par le projet de règlement seraient touchés au cours de cette période¹²; (2) une grande incertitude existe pour toute prévision après 2030.
- **Les coûts et les avantages** ont été estimés en termes monétaires et sont exprimés en dollars canadiens de l'année 2010. 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. Le tableau 4 résume les avantages et les coûts évalués au cours d'une période de 16 ans.
- **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. Ce niveau se situe dans la fourchette prescrite par les lignes directrices en matière d'analyse coûts-avantages du Secrétariat du Conseil du Trésor. Le taux d'actualisation est conforme aux taux d'actualisation utilisés pour des mesures concernant les gaz à effet de serre au Canada, ainsi qu'à ceux utilisés par les États-Unis et la Commission européenne. Les coûts et avantages ont été actualisés pour 2015 (première année de l'analyse). Une

¹⁰ Federal policies include strengthened energy efficiency standards, the *Renewable Fuels Regulations*, ecoAction programs; and the *Passenger Automobile and Light Truck Greenhouse Gas Emission Regulations*.

¹¹ Provincial policies include energy efficiency standards, building code regulations, incentives/rebates, the 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.

¹² As measured by both units and capacity.

¹⁰ Les politiques fédérales comprennent des normes d'efficacité énergétique plus strictes; le *Règlement sur les carburants renouvelables*; les programmes écoACTION; le *Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre des automobiles à passagers et des camions légers*.

¹¹ 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.

¹² Tels qu'ils sont mesurés par les deux groupes et la capacité.

analyse de sensibilité a également été menée pour les taux d'actualisation et d'autres variables clés afin de contrôler la variabilité associée aux coûts estimatifs.

Table 4: Benefits and Costs of the Proposed Regulations

Benefits	Costs
<ul style="list-style-type: none"> • Avoided generation costs • Environmental benefits <ul style="list-style-type: none"> ○ GHG reductions ○ CAC* reductions <ul style="list-style-type: none"> ■ Agriculture ■ Visibility ■ Soiling damage ■ Timber, recreation ○ Mercury reductions • Health benefits <ul style="list-style-type: none"> ○ CAC reductions <ul style="list-style-type: none"> ■ Mortality ■ Hospitalizations, etc. ○ Mercury reductions ○ Lead reductions 	<ul style="list-style-type: none"> • Increase in generation costs <ul style="list-style-type: none"> ○ New capital ○ Fuel ○ Variable unit (O&M**) ○ Fixed unit (O&M) • Decommissioning of old coal-fired electricity units • Increase in imports • Decrease in export sales • Government costs

*Criteria air contaminant

**Operations and maintenance

4. Data and information sources

This analysis uses various sources of data.

Capacity, generation, emissions

This analysis is based on the modelling results that stem from the modelling work done by Environment Canada (EC) using its Environment, Energy, and Economy Model of Canada (E3MC). Specifically, data on capacity, demand, generation, GHG (CO₂e), criteria air contaminant (CAC) and mercury emissions for both BAU and regulatory scenarios were populated from E3MC.

E3MC has a dynamic view of the electricity system. When one unit closes, generation will be replaced with the least expensive option. As such, coal-fired units that close 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 end of useful life coal-fired generation with additional generation from existing units with additional capacity that have not yet reached their end of useful life.

It is important to note that while E3MC's results are generally robust, the projections only represent a plausible scenario of the future pathway of generation and emissions. The projections reflect a wide range of assumptions that are based on expert-driven knowledge and data availability as of September 2010. As with any projection, these assumptions could 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 these assumptions (e.g. macroeconomic outlook, currently publicized utility plans, or development in commercially available technologies) would lead to a different outcome.

Tableau 4 : Avantages et coûts du projet de règlement

Avantages	Coûts
<ul style="list-style-type: none"> • Coûts de production évités • Avantages environnementaux <ul style="list-style-type: none"> ○ Réductions des gaz à effet de serre ○ Réductions des émissions de principaux contaminants atmosphériques <ul style="list-style-type: none"> ■ Agriculture ■ Visibilité ■ Souillures ■ Bois d'œuvre, loisirs ○ Réductions du mercure • Avantages pour la santé <ul style="list-style-type: none"> ○ Réductions des émissions de principaux contaminants atmosphériques <ul style="list-style-type: none"> ■ Mortalité ■ Hospitalisations, etc. ○ Réductions du mercure ○ Réductions de plomb 	<ul style="list-style-type: none"> • Augmentation des coûts de production <ul style="list-style-type: none"> ○ Nouveau capital ○ Combustible ○ Groupe variable (fonctionnement et entretien) ○ Groupe fixe (fonctionnement et entretien) • Mise hors service de groupes de production d'électricité au charbon désuets • Augmentation des importations • Diminution des exportations • Coûts pour le gouvernement

4. Sources de données et d'information

La présente analyse a recours à différentes sources de données.

Capacité, production, émissions

La présente analyse est fondée sur les résultats de la modélisation réalisée par Environnement Canada (EC) à l'aide de son modèle environnement-énergie-économie du Canada (E3MC). Plus précisément, c'est le modèle E3MC qui a produit 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 offre 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 l'implantation d'un groupe nouveau si des options moins coûteuses existent. Par exemple, dans certains cas, l'option la plus intéressante sur le plan économique peut être de compenser la production perdue à la fin de la vie utile d'un groupe alimenté au charbon par une source de production supplémentaire issue de groupes existants disposant d'une capacité additionnelle et qui n'ont pas encore atteint leur fin de vie utile.

Il est important de souligner que même si les résultats du modèle E3MC sont généralement fiables, les prévisions représentent uniquement un scénario plausible de la future voie de la production et des émissions. Les prévisions reflètent un large éventail d'hypothèses qui sont fondées sur des connaissances axées sur les connaissances d'expert et sur la disponibilité des données en septembre 2010. Comme pour toutes les prévisions, ces hypothèses pourraient, au bout du compte, différer par rapport à 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 de ces hypothèses (par exemple perspectives macroéconomiques, plans des entreprises de services publics médiatisés actuellement ou perfectionnement des technologies offertes sur le marché) entraîneraient un résultat différent.

Fuel prices

The natural gas and coal price projections used in this analysis are from Natural Resources Canada (NRCan) [fall 2010] and are shown for key provinces in Figures 4 and 5, respectively. The figures also show the most recent forecasts of gas price for the United States, published by the Energy Information Administration (EIA), which suggest that the natural gas prices used in this analysis may be somewhat higher than the most recent forecasts, while the coal prices used may be somewhat lower.¹³ NRCan is currently in the process of revising its forecast and, on a preliminary basis, has indicated that the prices for natural gas could go down by as much as 20%, which would be in line with the most recent forecasts of EIA. To account for this eventuality, this analysis includes sensitivity analysis on natural gas prices of approximately 20%.

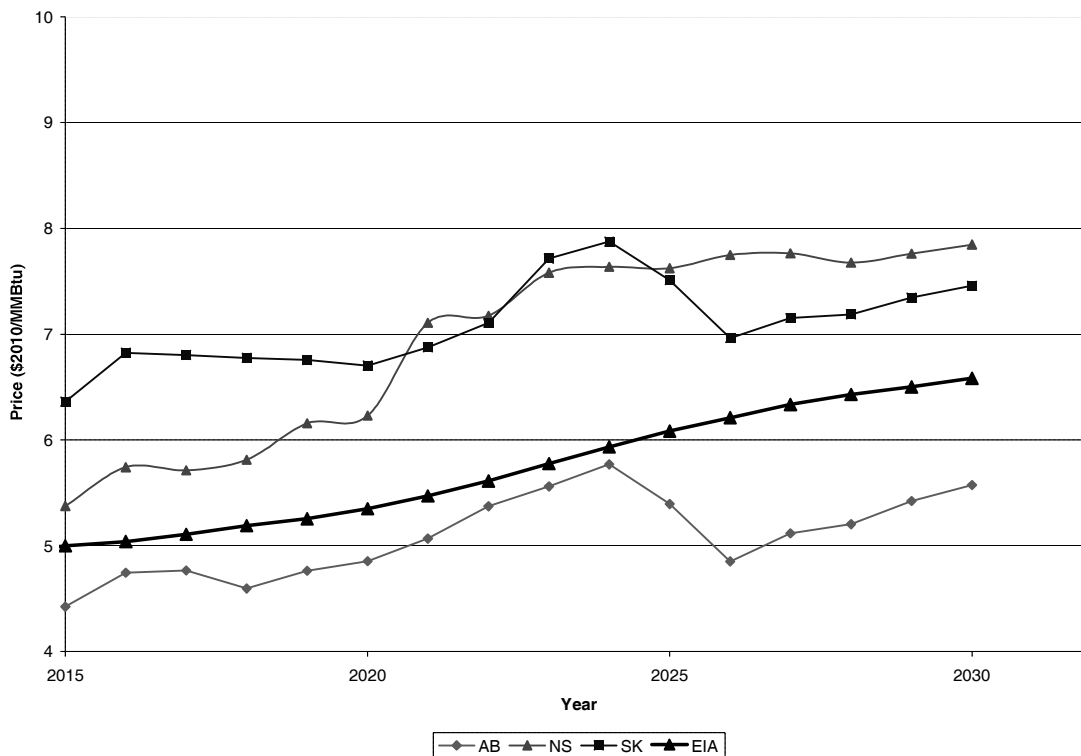
The analysis assumes no change in these projected prices due to any changes in demand resulting from the proposed Regulations. For natural gas, independent research¹⁴ commissioned by Environment Canada has concluded that the increased demand associated with the proposed Regulations would account for less than a 1% change in the overall North American market, which would not be significant enough to have a material effect on natural gas prices.

Prix des combustibles

Les prévisions du prix du gaz naturel et du charbon utilisées dans cette analyse proviennent de Ressources naturelles Canada (automne 2010) et sont présentées pour les provinces clés dans les figures 4 et 5, respectivement. Les figures montrent également les prévisions les plus récentes du prix du gaz pour les États-Unis, publiées par l'Energy Information Administration (EIA), qui semblent indiquer que les prix du gaz naturel utilisés dans cette analyse sont peut-être un peu plus élevés que ceux des prévisions les plus récentes, tandis que les prix du charbon utilisés sont peut-être un peu inférieurs¹³. Ressources naturelles Canada est actuellement en train de réviser ses prévisions et, sur une base préliminaire, a indiqué que les prix du gaz naturel pourraient baisser d'au moins 20 %, une diminution qui serait en accord avec les dernières prévisions de l'Energy Information Administration. Pour représenter cette éventualité, la présente analyse comprend une analyse de sensibilité concernant les prix du gaz naturel d'environ 20 %.

L'analyse ne prévoit aucune variation dans les prix prévus en raison d'un changement de la demande découlant du projet de règlement. Pour le gaz naturel, les recherches indépendantes¹⁴ demandées par Environnement Canada ont conclu que la hausse de la demande associée au projet de règlement représentait moins de 1 % de changement sur le marché global en Amérique du Nord et que, par conséquent, ce changement n'était pas suffisamment significatif pour avoir un effet matériel sur les prix du gaz naturel.

Figure 4: Natural Gas Prices — NRCan vs. EIA (2015–2030)



¹³ Annual Energy Outlook (AEO) — 2011 Reference case, adjusted to 2010 dollars.
¹⁴ Impact of a Performance Standard for Coal Fired Generation, Ziff Energy Group (March 2011).

¹³ Annual Energy Outlook (AEO) — Scénario de référence de 2011, ajusté aux dollars de 2010.
¹⁴ Impact of a Performance Standard for Coal Fired Generation, Ziff Energy Group (mars 2011).

Figure 4 : Prix du gaz naturel — Ressources naturelles Canada par rapport à la Energy Information Administration (2015-2030)

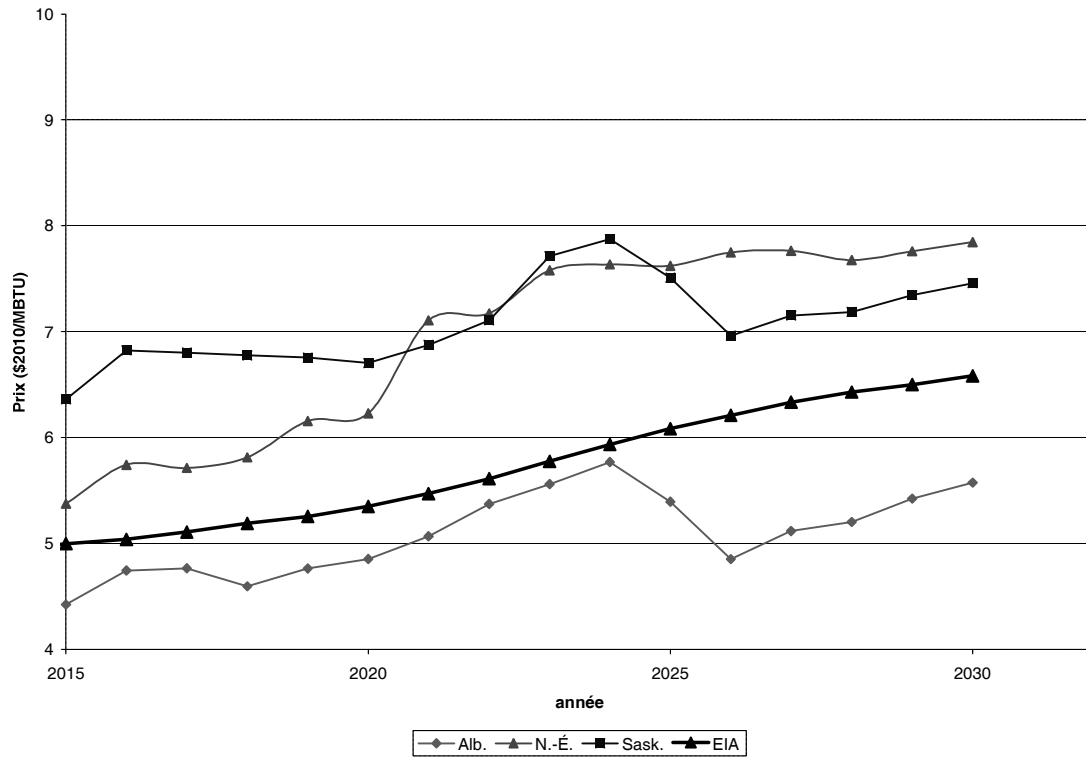


Figure 5: Coal Prices — NRCan vs. EIA (2015–2030)

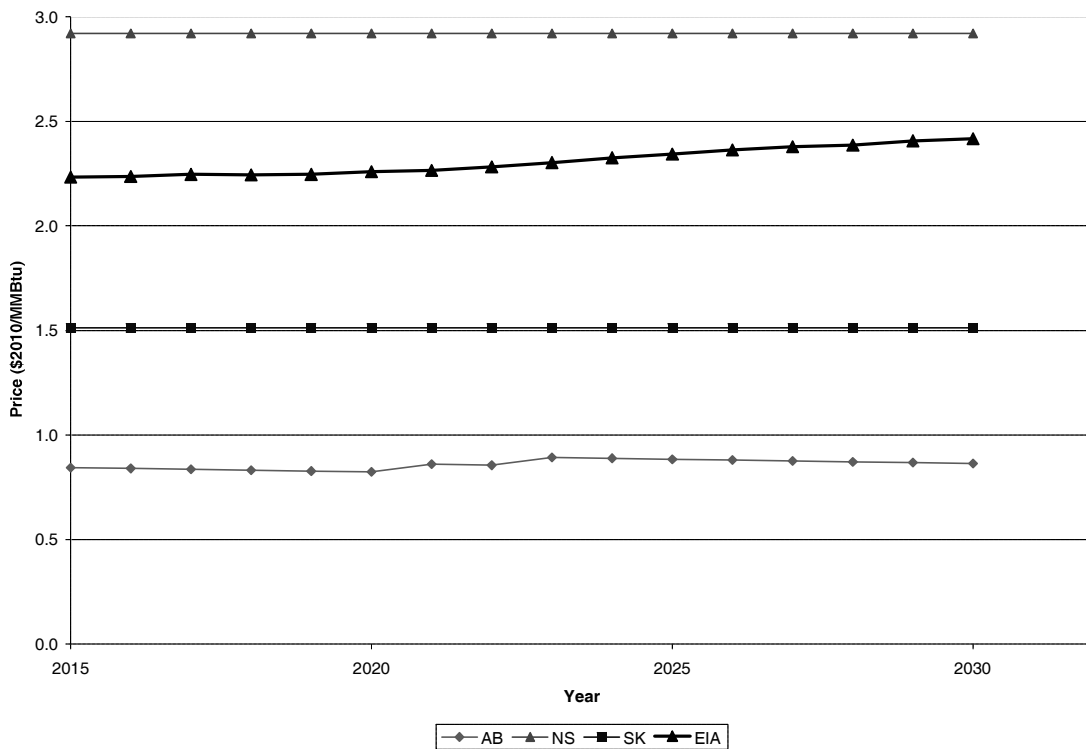
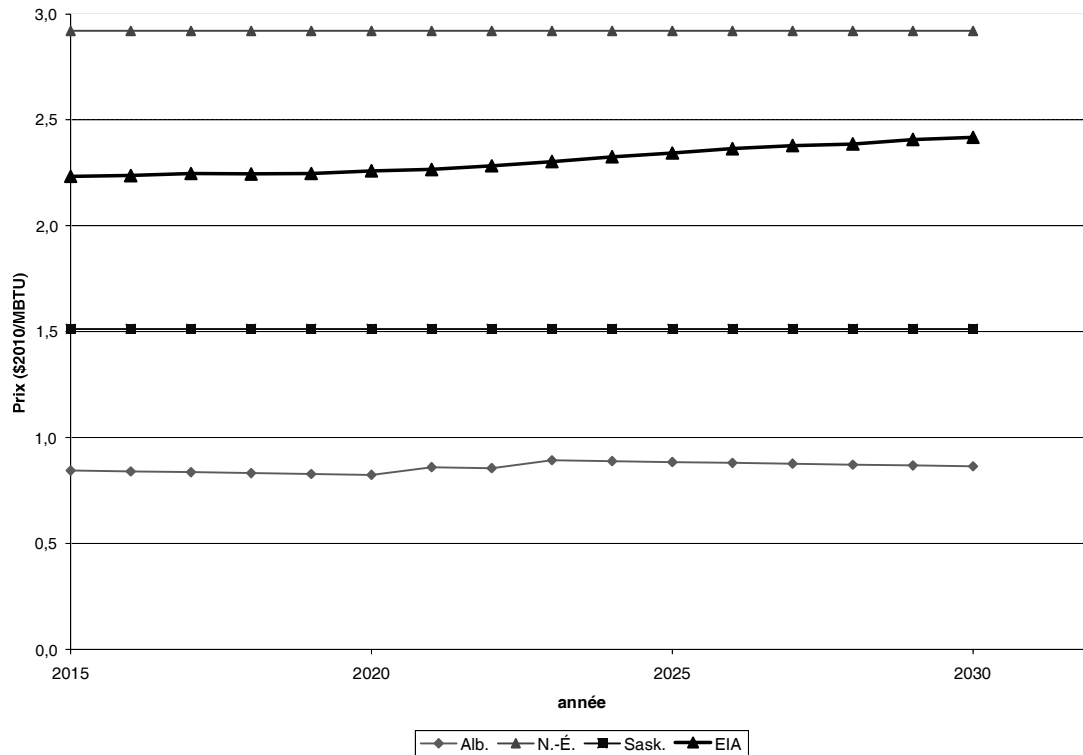


Figure 5 : Prix du charbon — Ressources naturelles Canada par rapport à la Energy Information Administration (2015-2030)



Import and export prices of electricity

Import and export prices of electricity were obtained from the National Energy Board (NEB) and forecasted based on the latest EIA electricity price growth rate.

Air quality modelling

To estimate how these emission reductions would impact human health and the environment, Environment Canada first used A Unified Regional Air-quality Modelling System (AURAMS) to predict how the emission changes would affect local air quality.¹⁵ This is a fully three-dimensional state-of-the-art numerical model described in peer-reviewed scientific literature.¹⁶ AURAMS 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 would impact local air quality.¹⁷

Prix des importations et des exportations d'électricité

Les prix des importations et des exportations d'électricité ont été fournis par l'Office national de l'énergie (ONE) et les prévisions s'y rapportant se basaient sur le dernier taux de croissance des prix de l'électricité de l'Energy Information Administration.

Modélisation de la qualité de l'air

Pour estimer la façon dont la réduction de ces émissions toucherait la santé humaine et l'environnement, Environnement Canada a d'abord utilisé le modèle nommé A Unified Regional Air-quality Modelling System (AURAMS) afin de prévoir la façon dont les changements liés aux émissions influeraient sur la qualité de l'air local¹⁵. Il s'agit d'un modèle numérique de pointe entièrement tridimensionnel décrit dans la documentation scientifique passée en revue par les pairs¹⁶. 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 toucheront la qualité de l'air local¹⁷.

¹⁵ 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.

¹⁶ See Gong et al., 2006; McKeen et al., 2007; Samaali et al., 2009; and Smyth et al., 2009.

¹⁷ 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 nitrogen oxides and volatile organic compounds.

¹⁵ 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.

¹⁶ Voir Gong et al., 2006; McKeen et al., 2007; Samaali et al., 2009; Smyth et al., 2009.

¹⁷ 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.

The CAC emissions (and resulting changes) are determined using emissions coefficients based on the 2007 National Pollutant Release Inventory (NPRI). The coefficients are determined by dividing a specific emission for 2007 by an economic driver for 2007 (e.g. volume of fuel used or volume of output). The results are then inputted into AURAMS.

Health and environmental benefits resulting from CAC reductions

The reductions in CAC emissions, hence the resulting improved air quality, would result 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 Health Canada using the Air Quality Benefits Assessment Tool (AQBAT).¹⁸

5. Key assumptions

- Under the BAU scenario, unless there is a firm or official provincial government or utility commitment, operating units do not automatically retire at the end of their useful life, but are assumed to be refurbished and to continue generating electricity as the lowest cost option to meet continuing or growing demand.
- Under the proposed Regulations, coal units are retired (closed) at the end of their useful life, subject to exceptions under compliance flexibility provisions noted above.
- Capital, average fixed O&M, and average variable O&M costs are assumed as follows:

	Capital costs for new unit (\$/kW*)	Average fixed O&M costs (\$/kW/Year)	Average variable O&M costs (excluding fuel) (\$/MWh**)
Coal	1,502	11.26	5.01
NGCC	1,348	12.90	1.39

* kW=kilowatt; ** MWh=megawatt-hour

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 2007. Les coefficients d'émissions sont calculés en divisant une émission spécifique pour 2007 par un facteur économique pour la même année (par exemple le volume de combustible utilisé ou le volume d'extrants). Les résultats sont ensuite saisis dans le modèle AURAMS.

Avantages pour la santé et l'environnement des réductions des principaux contaminants atmosphériques

Les réductions des émissions des principaux contaminants atmosphériques, qui entraînent donc une amélioration de la qualité de l'air, seraient bénéfiques pour la santé et l'environnement. Les avantages pour l'environnement sont estimés à l'aide du modèle d'évaluation de la qualité de l'air (MEQA2) 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).¹⁸

5. Hypothèses clés

- Selon le scénario de maintien du statu quo, sauf s'il y a un engagement ferme ou officiel pris par un gouvernement provincial ou une entreprise de services publics, les groupes de production ne sont pas mis hors service automatiquement au terme de leur vie utile, mais on suppose qu'ils sont rénovés et qu'ils continuent à produire de l'électricité selon l'option de coût le plus faible pour répondre à la demande continue ou croissante.
- Dans le cadre du projet de règlement, les groupes au charbon sont mis hors service (fermés) à la fin de leur vie utile, sous réserve des exceptions visées par les dispositions relatives à la souplesse en matière de conformité mentionnées ci-dessus.
- On présume que les dépenses en immobilisations, les coûts fixes moyens de fonctionnement et d'entretien, ainsi que les coûts variables moyens de fonctionnement et d'entretien sont les suivants :

	Dépenses en immobilisations pour un groupe nouveau (\$/kW*)	Coûts fixes moyens de fonctionnement et d'entretien (\$/kW/année)	Coûts variables moyens de fonctionnement et d'entretien (frais de carburant non compris) (\$/MWh**)
Charbon	1 502	11,26	5,01
Groupes à cycle combiné alimentés au gaz naturel	1 348	12,90	1,39

* kW = kilowatt; ** MWh = mégawatt-heure

¹⁸ 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 proposed 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.

¹⁸ 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 projet de règlement, l'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.

- Under the BAU scenario, all coal units that operate beyond their useful life (45 years) would require refurbishment at an assumed cost of \$395/kW¹⁹ (26% of the costs for a new facility), extending life by 25 years.
- Decommission costs of \$109/kW²⁰ are assumed for coal units closed due to the proposed Regulations.

6. Business-as-usual scenario

Note that the analysis below, as well as for the regulatory scenario, builds on cases using the E3MC model. Although the results are robust overall, they are subject to significant uncertainty regarding specific projections, e.g. regarding specific new plants or retirements.

6.1 Coal-fired electricity generation unit retirements

Table 5 shows the coal unit retirements (closures) under the BAU scenario. All retirements occur by year 2015. Overall, 7 248 MW of capacity and 21 units are retired, largely driven by the Ontario coal phase out which accounts for 6 459 MW and 15 units of 21 units retiring under the BAU scenario. Total retirements account for 44% of total coal capacity as of 2010.

Table 5: Coal-fired Unit Retirements in the BAU Scenario

Region	Units	Retirement Year*	Coal Capacity Retired (MW)	Coal Capacity in 2010 (MW)	Retired / 2010 Capacity (%)
Alberta	2	2011	450	6 397	7%
		2014			
Ontario	15	2011	6 459	6 459	100%
		2013			
		2015			
Saskatchewan	3	2014	282	1 822	15%
Nova Scotia				1 308	0%
New Brunswick	1	2010	57	537	11%
Manitoba				98	0%
Total	21	-	7 248	16 621	44%

* Coal-fired units do not operate in the retirement year.

All other units are assumed to continue to operate beyond the end of their useful life.

As noted above, the projections reflect a wide range of assumptions that are based on expert-driven knowledge and data and information availability as of September 2010. These assumptions could ultimately differ from reality. For example, some specific coal units assumed to close in the BAU scenario may not do so if there is a change in currently known provincial utility plans.

¹⁹ Based on estimates from recently refurbished coal units.

²⁰ Based on estimates from recently decommissioned coal units.

- Selon le scénario de maintien du statu quo, tous les groupes au charbon exploités au-delà de leur vie utile (45 ans) nécessiteront une remise en état au coût estimé de 395 \$/kW¹⁹ (26 % des coûts d'une nouvelle installation), ce qui prolongera ainsi leur vie utile de 25 ans.
- On estime les coûts de désaffectation à 109 \$/kW²⁰ pour les groupes au charbon ayant fermé à cause du projet de règlement.

6. Scénario de maintien du statu quo

Il convient de noter que l'analyse ci-dessous, de même que le scénario réglementaire, se fonde sur des cas utilisant le modèle E3MC. Bien que les résultats soient solides dans l'ensemble, ils font l'objet d'incertitudes importantes concernant des prévisions précises, par exemple à propos de groupes nouveaux ou de désaffectations spécifiques.

6.1 Mises hors service de groupes de production d'électricité alimentés au charbon

Le tableau 5 présente les mises hors service (fermetures) de groupes au charbon selon le scénario de maintien du statu quo. Toutes les désaffectations ont lieu avant l'année 2015. Globalement, on met hors service une capacité de 7 248 MW et 21 groupes; ces désaffectations sont en grande partie entraînées par l'élimination progressive du charbon en Ontario, qui représente 6 459 MW et 15 groupes sur les 21 groupes mis hors service selon le scénario de maintien du statu quo. Le total des mises hors service représente 44 % de la capacité totale de charbon en 2010.

Tableau 5 : Mises hors service d'usines alimentées au charbon dans le scénario de maintien du statu quo

Région	Groupes	Année de mise hors service*	Capacité de charbon mise hors service (MW)	Capacité de charbon en 2010 (MW)	Mise hors service/capacité en 2010 (%)
Alberta	2	2011	450	6 397	7 %
		2014			
Ontario	15	2011	6 459	6 459	100 %
		2013			
		2015			
Saskatchewan	3	2014	282	1 822	15 %
Nouvelle-Écosse				1 308	0 %
Nouveau-Brunswick	1	2010	57	537	11 %
Manitoba				98	0 %
Total	21	-	7 248	16 621	44 %

* Les groupes alimentés au charbon ne fonctionnent pas au cours de l'année de mise hors service.

On présume que tous les autres groupes continuent à fonctionner au-delà de la fin de leur vie utile.

Comme il est mentionné ci-dessus, les prévisions reflètent un large éventail d'hypothèses qui sont fondées sur les connaissances d'experts et sur la disponibilité des données et des renseignements en septembre 2010. Ces hypothèses pourraient différer de la réalité au bout du compte. Par exemple, certains groupes précis alimentés au charbon, dont on suppose la fermeture dans le scénario

¹⁹ D'après les estimations basées sur des groupes au charbon récemment remis à neuf.

²⁰ D'après les estimations basées sur des groupes au charbon récemment mis hors service.

6.2 New or rebuilt coal-fired electricity generating units

Overall, 1 359 MW of new coal capacity would be added or rebuilt — three new units in Alberta (1 244 MW)²¹ and one rebuilt unit in Saskatchewan (115 MW).²² All new coal units come online or are rebuilt by year 2015 and therefore would not have to meet the proposed regulated performance standard until the end of their useful life. Two of the new units (i.e. Keephills 3 and Boundary Dam 3) are modeled to employ CCS technology.

6.3 New gas units

Overall, 3 213 MW²³ of additional gas capacity would be added under the BAU scenario in the four provinces with coal units reaching their end of useful life by 2030. The additions are primarily in Alberta (1 813 MW) and Saskatchewan (1 100 MW), while Nova Scotia and Manitoba each only add 150 MW of capacity.²⁴

7. Regulatory scenario

7.1 Coal-fired unit retirements and compliance flexibility options

Although this analysis captures the potential impacts of the proposed Regulations on coal plant retirements, it does so under the fixed set of assumptions with respect to, among others, generation costs and economic growth, as previously noted for the BAU scenario.

Other factors, such as unforeseeable changes in provincial government policies or the relative prices of currently known technology options, may lead to different outcomes under the proposed Regulations.

Under the modelled regulatory scenario, 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 modeling and based on expected responses to the proposed Regulations, they were accounted for in the analysis as follows:

- **Standby status:** This flexibility was modelled to affect Manitoba. Brandon was considered a stand-by unit and therefore does not need to meet the standard.
- **Swapping:** This flexibility was modelled to affect Nova Scotia. Lingan 1 and Lingan 2 switch retirement dates with Point Tupper and Trenton 5.

de maintien du statu quo, ne fermeront peut-être pas si les entreprises provinciales de services publics décident de changer leurs plans actuels.

6.2 Groupes nouveaux ou remis à neuf de production d'électricité alimentés au charbon

Dans l'ensemble, une nouvelle capacité de charbon de 1 359 MW sera ajoutée ou remise en état, soit trois groupes nouveaux en Alberta (1 244 MW)²¹ et un groupe remis en état en Saskatchewan (115 MW)²². Tous les groupes nouveaux au charbon entreront en service ou seront remis en état d'ici 2015. Par conséquent, ils ne devront pas respecter la proposition de norme de rendement réglementée avant la fin de leur vie utile. Deux des groupes nouveaux (c'est-à-dire Keephills 3 et Boundary Dam 3) sont modélisés pour utiliser la technologie de captage et séquestration du carbone.

6.3 Groupes nouveaux à gaz

Globalement, selon le scénario de maintien du statu quo, une capacité de gaz supplémentaire de 3 213 MW²³ sera ajoutée dans les quatre provinces possédant des groupes au charbon qui atteindront la fin de leur vie utile d'ici 2030. Ces ajouts auront principalement lieu en Alberta (1 813 MW) et en Saskatchewan (1 100 MW), tandis que la Nouvelle-Écosse et le Manitoba ajouteront une capacité de seulement 150 MW chacun²⁴.

7. Scénario réglementaire

7.1 Mises hors service de groupes alimentés au charbon et options de souplesse en matière de conformité

Bien que cette analyse englobe les répercussions potentielles du projet de règlement sur les mises hors service des groupes au charbon, elle se fonde sur l'ensemble d'hypothèses défini relativement, entre autres, aux coûts de production et à la croissance économique, tel qu'il est mentionné précédemment pour le scénario de maintien du statu quo.

D'autres facteurs, notamment les changements imprévisibles dans les politiques gouvernementales provinciales ou les prix relatifs des options technologiques connues actuellement, peuvent donner des résultats différents dans le cadre du projet de règlement.

Selon le scénario réglementaire modélisé, les groupes au charbon sont mis hors service (ferment) à la fin de leur vie utile ou continuent à fonctionner s'ils ont recours au captage et à la séquestration du 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 projet de règlement, elles ont été représentées dans l'analyse comme suit :

- **Groupe de soutien :** Cette souplesse a été modélisée pour le Manitoba. On a considéré que le groupe de Brandon en était un de soutien. Par conséquent, il n'est pas tenu de respecter la norme.

²¹ Keephills (CCS) — 419 MW (2011), H. R. Milner — 450 MW (2014) and Swan Hills — 375 MW (2015).

²² Boundary Dam (CCS) — 115 MW (2014).

²³ 2 249 MW from Oil/Gas Combined Cycle, 619 MW from Oil/Gas Combined Turbine and 345 MW from Oil/Gas Steam.

²⁴ Additions in Alberta come from announced plants and come online over 2010 to 2013. The additions in Saskatchewan are based on E3MC results and come online over 2020 to 2029. The additions in Nova Scotia come from an announced plant that comes online in 2010 and additions in Manitoba are based on E3MC results and come online over 2019 to 2021.

²¹ Keephills (captage et séquestration du carbone) — 419 MW (2011), H. R. Milner — 450 MW (2014) et Swan Hills — 375 MW (2015).

²² Boundary Dam (captage et séquestration du carbone) — 115 MW (2014).

²³ 2 249 MW provenant du cycle combiné pétrole/gaz, 619 MW provenant de la turbine à cycle combiné pétrole/gaz et 345 MW provenant de la vapeur pétrole/gaz.

²⁴ Les ajouts en Alberta proviennent de groupes annoncés et ils entrent en service entre 2010 et 2013. Les ajouts en Saskatchewan sont fondés sur les résultats du modèle E3MC et ils entreront en service de 2020 à 2029. Les ajouts en Nouvelle-Écosse proviennent d'un groupe annoncé qui entre en service en 2010 et les ajouts au Manitoba sont fondés sur les résultats du modèle E3MC et ils entreront en service entre 2019 et 2021.

- **Recognition for early deployment of CCS:** This flexibility was modelled to affect Alberta. Sundance 1 was given one extra year of operation since Keephills 3 captures before 2025.
- **CCS Deferral:** The flexibility was modelled to affect Boundary Dam 3 in Saskatchewan where this unit would not be required to meet the performance standard until 2025.
- **Substitution :** Cette souplesse a été modélisée pour la Nouvelle-Écosse. Lingan 1 et Lingan 2 échangent leur date de mise hors service avec Point Tupper et Trenton 5.
- **Reconnaissance de la mise en œuvre précoce du captage et de la séquestration du carbone :** Cette souplesse a été modélisée pour l'Alberta. Le groupe Sundance 1 s'est vu accorder une année d'exploitation supplémentaire, étant donné que Keephills 3 entre en service avant 2025.
- **Report de captage et de séquestration du carbone :** La souplesse a été modélisée pour Boundary Dam 3, en Saskatchewan, où ce groupe ne sera pas tenu de respecter la norme de rendement avant 2025.

Although the analysis captures the potential impacts of compliance flexibility, it does not perfectly mirror the flexibilities and outcomes that may materialize as a result of the proposed Regulations.

Table 6 shows the coal units that would retire by 2030 as a result of the proposed Regulations. Note that Manitoba does not have any closures since Brandon is considered a standby unit under compliance flexibility. Overall, 6 003 MW of capacity and 22 units are retired, predominately in Alberta (3 816 MW) and Saskatchewan (1 235 MW), which collectively represent 84 % of retired capacity.

L'analyse englobe les répercussions potentielles de la souplesse en matière de conformité, mais sans pour autant refléter parfaitement les flexibilités et les résultats qui peuvent se concrétiser en conséquence du projet de règlement.

Le tableau 6 présente les groupes au charbon qui seront mis hors service d'ici 2030 en conséquence du projet de règlement. Il convient de noter que grâce à l'option de souplesse en matière de conformité, le Manitoba ne compte aucune fermeture, puisque Brandon est considéré comme un groupe en attente dans le cadre de ladite option. Dans l'ensemble, on mettra hors service une capacité de 6 003 MW et 22 groupes, principalement en Alberta (3 816 MW) et en Saskatchewan (1 235 MW), ce qui représente globalement 84 % de la capacité mise hors service.

Table 6: Coal-fired Unit Retirements Due to the Proposed Regulations — By 2030

Region	Units	Coal Generation Capacity Retired (MW)	Retirement Year
Alberta	11	3 816	2016
			2017
			2019
			2021
			2022
			2023
			2024
			2026
			2027
			2029
			2029
Saskatchewan	5	1 235	2016
			2019
			2024
			2026
			2029
Nova Scotia	6	952	2016
			2019
			2025
			2026
			2029
			2030
Total	22	6 003	-

Tableau 6 : Mises hors service de groupes alimentés au charbon en raison du projet de règlement — D'ici 2030

Région	Groupes	Capacité de production de charbon mise hors service (MW)	Année de mise hors service
Alberta	11	3 816	2016
			2017
			2019
			2021
			2022
			2023
			2024
			2026
			2027
			2029
			2029
Saskatchewan	5	1 235	2016
			2019
			2024
			2026
			2029
Nouvelle-Écosse	6	952	2016
			2019
			2025
			2026
			2029
			2030
Total	22	6 003	-

7.2 New coal and gas electricity generation units

The new coal and gas capacity added under the BAU scenario (section 6) would also be added under the regulatory scenario. The additional capacity required in the regulatory scenario (over and above BAU) is defined in section 8.2.

8. Impacts in the electricity sector

8.1 Demand

As stated above, the demand for electricity used in this analysis is obtained from Environment Canada's E3MC model. Under the BAU scenario, the total demand for electricity would increase from 585 TWh in 2015 to 678 TWh by 2030 (Table 7). This represents, on average, a growth of 1.0% per year. At the sector level, annual growth would be largest for commercial (1.4%), followed by industrial (1.2%), and lastly, residential (0.2%).

Under the regulatory scenario, relative to the BAU scenario, the demand for electricity would only decline slightly by 2030, from 678 TWh to 677 TWh. This 1 TWh (0.2%) reduction would come primarily from the industrial sector in response to the limited price impacts of the proposed Regulations.

Table 7: Electricity Demand (TWh) by Sector — Canada

Sector	2015			2030		
	BAU	Reg	%Diff	BAU	Reg	%Diff
Residential	162	162	0.0%	167	167	-0.1%
Commercial	176	176	0.0%	216	216	-0.1%
Industrial	246	246	0.0%	295	294	-0.3%
Transportation	0.7	0.7	0.0%	0.6	0.6	-0.5%
Total	585	585	0.0%	678	677	-0.2%

8.2 Capacity

Although the proposed Regulations do not specify fuel requirements, the analysis indicates that natural gas-fired generation will be the least costly alternative to current coal-fired electricity generation.

Under the regulatory scenario, relative to the BAU scenario, coal-fired electricity generating capacity would be reduced by 6 060 MW by 2030 (Table 8). This is mainly due to the 22 coal units retired (Table 6). Overall, 3 300 MW of natural gas capacity would be added by 2030 with the largest additions in Alberta, followed by Saskatchewan, Nova Scotia, and Manitoba (see Table 8). Over 80% of the additional gas capacity would come online over 2026 to 2030 (the remainder would be over 2021 to 2025). Minor additions in renewable capacity would also occur. The net reduction in capacity (-2 692 MW) occurs because provinces would leverage existing capacity that is under-utilized while complying with the proposed Regulations. More specifically,

- under the BAU scenario, capacity utilization at coal-fired units in Canada would be at 75% by 2030 (while increasing to 82% under the regulatory scenario); and
- under the BAU scenario, capacity utilization at NGCC units in Canada would be at 41% by 2030 (while increasing to 51% under the regulatory scenario).

7.2 Groupes nouveaux de production d'électricité alimentés au charbon et au gaz

La nouvelle capacité de gaz et de charbon ajoutée selon le scénario de maintien du statu quo (section 6) sera également ajoutée dans le cadre du scénario réglementaire. La section 8.2 définit la capacité additionnelle requise dans le scénario réglementaire (au-delà du maintien du statu quo).

8. Répercussions dans le secteur de l'électricité

8.1 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 va augmenter de 585 TWh en 2015 à 678 TWh d'ici 2030 (tableau 7). Cela représente une croissance moyenne de 1 % par an. Au niveau des secteurs, la croissance annuelle serait la plus importante pour le secteur commercial (1,4 %), suivi du secteur industriel (1,2 %) et, enfin, le secteur résidentiel (0,2 %).

Selon le scénario réglementaire, par rapport au scénario de maintien du statu quo, la demande en électricité ne devrait diminuer que légèrement d'ici 2030, en passant de 678 TWh à 677 TWh. Cette réduction de 1 TWh (0,2 %) viendrait principalement du secteur industriel, en réponse aux répercussions limitées du projet de règlement sur les prix.

Tableau 7 : Demande en électricité (TWh) par secteur — Canada

Secteur	2015			2030		
	Maintien du statu quo	Règlement	% d'écart	Maintien du statu quo	Règlement	% d'écart
Résidentiel	162	162	0,0 %	167	167	-0,1 %
Commercial	176	176	0,0 %	216	216	-0,1 %
Industriel	246	246	0,0 %	295	294	-0,3 %
Transports	0,7	0,7	0,0 %	0,6	0,6	-0,5 %
Total	585	585	0,0 %	678	677	-0,2 %

8.2 Capacité

Bien que le projet de règlement ne précise pas les exigences en matière de combustible, l'analyse indique que la production alimentée au gaz naturel sera la solution de remplacement la moins coûteuse par rapport à la production d'électricité actuelle alimentée au charbon.

Selon le scénario réglementaire, par rapport au scénario de maintien du statu quo, la capacité de production d'électricité alimentée au charbon sera réduite de 6 060 MW d'ici 2030 (tableau 8). Cette réduction est principalement due aux 22 groupes au charbon mis hors service (tableau 6). Dans l'ensemble, 3 300 MW de capacité de gaz naturel seront ajoutés d'ici 2030; les ajouts les plus importants auront lieu en Alberta, tandis que les ajouts restants seront répartis entre la Saskatchewan, la Nouvelle-Écosse et le Manitoba (voir le tableau 8). Plus de 80 % de la capacité supplémentaire de gaz naturel entreront en service de 2026 à 2030 (le reste entrera en service de 2021 à 2025). Des ajouts mineurs à la capacité renouvelable seraient également effectués. La réduction nette de la capacité (-2 692 MW) découle du fait que les provinces tirent parti de la capacité existante qui est sous-utilisée tout en respectant le projet de règlement, plus précisément :

- selon le scénario de maintien du statu quo, l'utilisation de la capacité dans les groupes alimentés au charbon au Canada

sera à 75 % d'ici 2030 (bien qu'elle augmente à 82 % dans le cadre du scénario réglementaire);

- selon le scénario de maintien du statu quo, l'utilisation de la capacité dans les groupes à cycle combiné alimentés au gaz naturel (CCGN) sera à 41 % en 2030 (bien qu'elle augmente à 51 % dans le cadre du scénario réglementaire).

Table 8: Change in Generation Capacity (MW) by 2030

Region	Coal	Natural Gas	Others*	Total
Alberta	-3 873	2 050	51	-1 772
Saskatchewan	-1 235	750	10	-474
Nova Scotia	-952	350	2	-600
Manitoba	0	150	3	154
Total	-6 060	3 300	68	-2 692

Note: totals may not add up due to rounding.

*Others include biomass, wind, hydro, solar, and waste.

8.3 Generation and trade flows

Under the BAU scenario, coal-fired electricity generation would increase from 58 TWh in 2015 to 65 TWh by 2025, reaching 68 TWh by 2030 (Table 9). Over the same period, natural gas generation would increase from 48 TWh to 63 TWh, reaching 64 TWh by 2030. This represents, on average, a higher growth for gas (1.9%) compared to coal (1.1%).

Under the regulatory scenario, coal-fired generation would decrease to 50 TWh by 2025, reaching 30 TWh by 2030 (55% decrease from the BAU scenario). Moreover, natural gas generation would increase to 72 TWh by 2025, reaching 93 TWh by 2030 (46% increase from the BAU scenario). There would be a negligible impact on non-emitting generation.

Under the regulatory scenario, coal-fired generation would decrease to 50 TWh by 2025, reaching 30 TWh by 2030 (55% decrease from the BAU scenario). Moreover, natural gas generation would increase to 72 TWh by 2025, reaching 93 TWh by 2030 (46% increase from the BAU scenario). There would be a negligible impact on non-emitting generation.

Tableau 8 : Changement dans la capacité de production d'électricité (MW) d'ici 2030

Région	Charbon	Gaz naturel	Autres*	Total
Alberta	-3 873	2 050	51	-1 772
Saskatchewan	-1 235	750	10	-474
Nouvelle-Écosse	-952	350	2	-600
Manitoba	0	150	3	154
Total	-6 060	3 300	68	-2 692

Remarque : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme ne correspond peut-être pas au total indiqué.

*Autres : la biomasse, l'énergie éolienne, l'hydroélectricité, l'énergie solaire ainsi que les déchets.

8.3 Flux de production et d'échanges commerciaux

Selon le scénario de maintien du *statu quo*, la production d'électricité des groupes alimentés au charbon augmentera en passant de 58 TWh en 2015 à 65 TWh en 2025, et elle atteindra ensuite 68 TWh d'ici 2030 (tableau 9). Au cours de la même période, la production de gaz naturel devrait augmenter de 48 TWh à 63 TWh et atteindre 64 TWh d'ici 2030. Cette augmentation représente, en moyenne, une croissance du gaz plus élevée (1,9 %) que celle du charbon (1,1 %).

Selon le scénario réglementaire, la production d'électricité alimentée au charbon va diminuer à 50 TWh d'ici 2025 et devrait atteindre 30 TWh d'ici 2030 (baisse de 55 % par rapport au scénario de maintien du *statu quo*). De plus, la production de gaz naturel devrait augmenter à 72 TWh d'ici 2025 et atteindre 93 TWh d'ici 2030 (hausse de 46 % par rapport au scénario de maintien du *statu quo*). Il y aurait une incidence négligeable sur les sources de production non émettrices.

Selon le scénario réglementaire, la production d'électricité alimentée au charbon va diminuer à 50 TWh d'ici 2025 et devrait atteindre 30 TWh d'ici 2030 (baisse de 55 % par rapport au scénario de maintien du *statu quo*). De plus, la production de gaz naturel devrait augmenter à 72 TWh d'ici 2025 et atteindre 93 TWh d'ici 2030 (hausse de 46 % par rapport au scénario de maintien du *statu quo*). Il y aurait une incidence négligeable sur les sources de production non émettrices.

Table 9: Electricity Generation by Fuel Type — Canada (TWh)

Type	2015			2025			2030		
	BAU	Reg	%Diff	BAU	Reg	%Diff	BAU	Reg	%Diff
Coal	58	58	0%	65	50	-24%	68	30	-55%
Natural gas	48	48	0%	63	72	14%	64	93	46%
Oil	7	7	0%	6	5	-7%	6	6	-1%
Non-emitting*	545	545	0%	605	605	0%	613	613	0%
Total	657	657	0%	740	732	-1%	751	743	-1%

*Non-emitting = Biomass + Geothermal + Hydro + Landfill Gases/Waste + Nuclear + Solar + Wave + Wind

Tableau 9 : Production d'électricité par type de combustible au Canada (en TWh)

Type	2015			2025			2030		
	Maintien du statu quo	Règlement	% d'écart	Maintien du statu quo	Règlement	% d'écart	Maintien du statu quo	Règlement	% d'écart
Charbon	58	58	0 %	65	50	-24 %	68	30	-55 %
Gaz naturel	48	48	0 %	63	72	14 %	64	93	46 %
Pétrole	7	7	0 %	6	5	-7 %	6	6	-1 %
Sources non émettrices*	545	545	0 %	605	605	0 %	613	613	0 %
Total	657	657	0 %	740	732	-1 %	751	743	-1 %

*Sources non émettrices = biomasse + énergie géothermique + hydroélectricité + gaz d'enfouissement/déchets + énergie nucléaire + énergie solaire + énergie des vagues + énergie éolienne

Over 2015 to 2030, relative to the BAU scenario, there would be a total reduction in coal-fired generation of 218 TWh (Table 10) from provinces affected by the proposed Regulations (Alberta — 134, Saskatchewan — 54, Nova Scotia — 30). This displacement of generation from coal-fired units would be mostly offset by a 145 TWh increase in natural gas generation (Alberta — 90, Nova Scotia — 27, Saskatchewan — 23, Manitoba — 5). This yields a reduction in generation of 74 TWh. This remainder would be primarily met through increased imports, reduced exports, and reduced demand which resulted from price impacts.

De 2015 à 2030, par rapport au scénario de maintien du statu quo, il y aura une réduction totale de 218 TWh dans la production alimentée au charbon (tableau 10) dans les provinces concernées par le projet de règlement (Alberta — 134, Saskatchewan — 54, Nouvelle-Écosse — 30). Ce remplacement de la production des groupes alimentés au charbon sera partiellement compensé par une augmentation de la production de gaz naturel de 145 TWh (Alberta — 90, Nouvelle-Écosse — 27, Saskatchewan — 23, Manitoba — 5). Ce déplacement engendre une réduction de la production de 74 TWh. Le restant sera essentiellement atteint par une hausse des importations, une réduction des exportations, ainsi qu'une baisse de la demande ayant découlé des répercussions sur les prix.

Table 10: Change in Electricity Generation and Flows by Region, 2015–2030 (TWh)

Region	Generation					Net Imports**	
	Coal	Natural Gas	Oil	Non-Emit.*	Total	From Provinces	From United States
Alberta	-134	90	0	0.3	-44	31	0
Saskatchewan	-54	23	0	0.2	-30	18	10
British Columbia	0	0	0	0	0	-31	30
Manitoba	0	5	0	0	5	-17	12
Nova Scotia	-30	27	-2	0.2	-5	5	0
Canada	-218	145	-2	0.3	-74	0	57

*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 de 2015 à 2030 (TWh)

Région	Production					Importations nettes**	
	Charbon	Gaz naturel	Pétrole	Sources non émettrices*	Total	Des provinces	Des États-Unis
Alberta	-134	90	0	0,3	-44	31	0
Saskatchewan	-54	23	0	0,2	-30	18	10
Colombie-Britannique	0	0	0	0	0	-31	30
Manitoba	0	5	0	0	5	-17	12
Nouvelle-Écosse	-30	27	-2	0,2	-5	5	0
Canada	-218	145	-2	0,3	-74	0	57

*Sources non émettrices = biomasse + énergie géothermique + hydroélectricité + gaz d'enfouissement/déchets + énergie nucléaire + énergie solaire

**Importations nettes = importations – exportations. Une hausse des importations nettes signifie une augmentation des importations et une diminution des exportations.

8.3.1 Foreign imports and exports of electricity

Under the BAU scenario, imports would increase from 25 TWh in 2015 to 30 TWh by 2025, reaching 35 TWh by 2030 (Table 11).

8.3.1 Importations et exportations étrangères d'électricité

Selon le scénario de maintien du statu quo, les importations augmenteront de 25 TWh en 2015 à 30 TWh d'ici 2025, et elles

Over the same period, exports would increase from 52 TWh in 2015 to 74 TWh in 2025, and then decline to 55 TWh by 2030. This represents, on average, a growth of 2.3% per year for exports and 0.3% for imports. The sharp decline in exports post-2025 is projected to occur, because over time, under the BAU scenario, 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, imports would increase to 32 TWh by 2025, reaching 37 TWh by 2030 (4% increase from the BAU scenario). Moreover, exports would increase to 70 TWh by 2025, and then decline to 51 TWh by 2030 (7% decrease from the BAU scenario). As a result of the proposed Regulations, Canada would rely somewhat more on imports, while reducing its exports since a more significant portion of its capacity would now be required to accommodate the demand from the domestic market. As imports increase and exports decrease, net imports increase, although it should be noted that imports will still represent a small share of overall electricity demand in Canada under the proposed Regulation (about 5% of total domestic demand, up from 4% or so under the BAU scenario).

devraient atteindre 35 TWh d'ici 2030 (tableau 11). Au cours de la même période, les exportations augmenteraient de 52 TWh en 2015 à 74 TWh en 2025, puis baisseraient à 55 TWh d'ici 2030. Cela représente, en moyenne, une croissance de 2,3 % par an pour les exportations et de 0,3 % pour les importations. La forte baisse des exportations après 2025 devrait se produire, car au fil du temps, selon le scénario de maintien du statu quo, on compte sur la capacité excédentaire exportée auparavant 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 augmentent à 32 TWh d'ici 2025 et devraient atteindre 37 TWh d'ici 2030 (hausse de 4 % par rapport au scénario de maintien du statu quo). De plus, les exportations vont augmenter à 70 TWh d'ici 2025, puis diminuer à 51 TWh d'ici 2030 (baisse de 7 % par rapport au scénario de maintien du statu quo). En conséquence du projet de règlement, le Canada comptera davantage sur les importations tout en réduisant ses exportations, 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 augmentent, bien qu'il convienne de noter que les importations représenteront encore une petite part de la demande globale en électricité au Canada dans le cadre du projet de règlement (environ 5 % de la demande nationale totale, par rapport à environ 4 % selon le scénario de maintien du statu quo).

Table 11: Exports and Imports — Canada (TWh)

Type	2015			2025			2030		
	BAU	Reg	%Diff	BAU	Reg	%Diff	BAU	Reg	%Diff
Imports	25	25	0%	30	32	4%	35	37	4%
Exports	52	52	0%	74	70	-6%	55	51	-7%
Net imports	-27	-27	0%	-44	-38	-12%	-20	-14	-26%

Tableau 11 : Exportations et importations — Canada (TWh)

Type	2015			2025			2030		
	Maintien du statu quo	Règlement	% d'écart	Maintien du statu quo	Règlement	% d'écart	Maintien du statu quo	Règlement	% d'écart
Importations	25	25	0 %	30	32	4 %	35	37	4 %
Exportations	52	52	0 %	74	70	-6 %	55	51	-7 %
Importations nettes	-27	-27	0 %	-44	-38	-12 %	-20	-14	-26 %

8.3.2 Inter-provincial trade flows

As a result of the proposed Regulations, there would be some key shifts in inter-provincial electricity trade flows. These would be required to support the displaced coal-fired generation from affected provinces. More specifically, this is what is expected relative to the BAU scenario, over 2015 to 2030:

- Alberta exports less to British Columbia (14 TWh) and Saskatchewan (1 TWh) and imports more from British Columbia (17 TWh) and less from Saskatchewan (1 TWh);
- Saskatchewan exports less to Alberta (1 TWh) and Manitoba (0.1 TWh) and imports more from Manitoba (17 TWh) and less from Alberta (1 TWh);
- Nova Scotia exports less to New Brunswick (3 TWh) and imports more from New Brunswick (1 TWh);
- British Columbia exports more to Alberta (17 TWh) and imports less from Alberta (14 TWh); and

8.3.2 Flux commerciaux interprovinciaux

À la suite du projet de règlement, il y aura certains changements clés dans les échanges commerciaux interprovinciaux. Ces derniers seront nécessaires pour appuyer la production alimentée au charbon qui aura été remplacée dans les provinces concernées. Plus précisément, voici ce qui est prévu de 2015 à 2030 par rapport au scénario de maintien du statu quo :

- L'Alberta exporterait moins vers la Colombie-Britannique (14 TWh) et la Saskatchewan (1 TWh), mais importerait plus de la Colombie-Britannique (17 TWh) et moins de la Saskatchewan (1 TWh);
- La Saskatchewan exporterait moins vers l'Alberta (1 TWh) et le Manitoba (0,1 TWh), mais importerait plus du Manitoba (17 TWh) et moins de l'Alberta (1 TWh);
- La Nouvelle-Écosse exporterait moins vers le Nouveau-Brunswick (3 TWh), mais importerait plus de cette province (1 TWh);

- Manitoba exports more to Saskatchewan (17 TWh) and imports more from Ontario (0.2 TWh) and less from Saskatchewan (0.1 TWh).

8.4 Costs and avoided costs to the electricity sector

Table 12 shows the present value of various major costs and avoided costs under the proposed Regulations. Over 2015 to 2030, new capital costs would increase by \$1,277 million, fuel (natural gas) costs would increase by \$4,753 million, and decommissioning costs would increase by \$506 million. Together, they yield an incremental generation cost of \$6,535 million over the 2015 to 2030 period.

As coal-fired electricity generation is being displaced by natural gas, the cost of purchasing coal, some fixed and variable costs of O&M for coal-fired units and the cost of refurbishment of end of life coal-fired units would be avoided. The avoided cost of purchasing coal is estimated to be \$2,144 million, avoided fixed and variable O&M costs are estimated to be \$958 million, and avoided refurbishment cost is estimated to be \$731 million. In total, these avoided costs equal \$3,834 million from 2015 to 2030.

**Table 12: Change in Generation Costs — Canada
(Present Value Millions of 2010 dollars)**

Cost category	2015	2020	2025	2030	Cumulative — 2015 to 2030
Capital	830	-5	3	-1,330	545
<i>Net new capital</i>	830	-5	49	-2,390	1,277
New capital	830	-5	49	459	4,126
Residual value				-2,850	-2,850
<i>Net refurbishment</i>	0	0	-46	1,060	-731
Refurbishment of EOL coal units	0	0	-46	-39	-1,831
Residual value				1,100	1,100
Fuel costs	2	8	202	517	2,609
Natural gas	2	89	358	824	4,753
Coal	1	-82	-156	-308	-2,144
Fixed O&M	0	-14	-15	-6	-163
Variable O&M	-12	-34	-61	-92	-795
Decommissions	0	0	13	11	506

Table 13 shows the present value of the change in generation costs for key provinces. Over 2015 to 2030, the largest increase would be for Alberta (\$2.2 billion), followed by Manitoba (\$253 million), Nova Scotia (\$161 million) and Saskatchewan (\$105 million). Note that the higher costs in Alberta are due to the combination of the following key factors:

- Alberta would use significantly more natural gas.
- On average, over 2015 to 2030, natural gas prices are 6.2 times greater than coal in Alberta, compared to 4.7 in Saskatchewan and 2.4 in Nova Scotia.
- Alberta would decommission more coal-fired units and capacity.

- La Colombie-Britannique exporterait plus vers l'Alberta (17 TWh), mais importerait moins de cette province (14 TWh);
- Le Manitoba exporterait plus à la Saskatchewan (17 TWh), et importerait plus de l'Ontario (0,2 TWh) et moins de la Saskatchewan (0,1 TWh).

8.4 Coûts et coûts évités pour le secteur de l'électricité

Le tableau 12 présente la valeur actualisée des divers coûts et coûts évités majeurs dans le cadre du projet de règlement. De 2015 à 2030, les nouvelles dépenses en immobilisations augmentent de 1 277 millions de dollars, les coûts liés au combustible (gaz naturel) augmenteront de 4 753 millions de dollars, et les coûts liés aux désaffectations augmenteront de 506 millions de dollars. L'ensemble de ces coûts engendrera un coût de production cumulé de 6 535 millions de dollars au cours de la période comprise entre 2015 et 2030.

Lorsque la production d'électricité au gaz naturel se substituera à la production alimentée au charbon, on évitera le coût d'acquisition du charbon, certains coûts fixes et variables de fonctionnement et d'entretien (F et E) et le coût de la remise en état des groupes alimentés au charbon en fin de vie utile. On estime le coût évité lié à l'acquisition de charbon à 2 144 millions de dollars, les coûts fixes et variables de fonctionnement et d'entretien à 958 millions de dollars et le coût de la remise en état des groupes à 731 millions de dollars. Au total, ces coûts évités équivalent à 3 834 millions de dollars de 2015 à 2030.

**Tableau 12 : Variation des coûts de production — Canada
(Valeur actualisée, en millions de dollars de 2010)**

Catégorie des coûts	2015	2020	2025	2030	Cumulative — 2015 à 2030
Immobilisations	830	-5	3	-1 330	545
<i>Nouveau capital net</i>	830	-5	49	-2 390	1 277
Nouveau capital	830	-5	49	459	4 126
Valeur résiduelle				-2 850	-2 850
<i>Remise en état nette</i>	0	0	-46	1 060	-731
Remise en état de groupes au charbon en fin de vie utile	0	0	-46	-39	-1 831
Valeur résiduelle				1 100	1 100
Coûts des combustibles	2	8	202	517	2 609
Gaz naturel	2	89	358	824	4 753
Charbon	1	-82	-156	-308	-2 144
Coûts fixes de fonctionnement et d'entretien	0	-14	-15	-6	-163
Coûts variables de fonctionnement et d'entretien	-12	-34	-61	-92	-795
Mises hors service	0	0	13	11	506

Le tableau 13 présente la valeur actualisée liée à la variation des coûts de production d'électricité pour les provinces clés. De 2015 à 2030, la plus grande augmentation reviendra à la province de l'Alberta (2,2 milliards de dollars), suivie du Manitoba (253 millions de dollars), de la Nouvelle-Écosse (161 millions de dollars) et de la Saskatchewan (105 millions de dollars). Il convient de souligner que les coûts plus élevés en Alberta sont dus à la combinaison des facteurs principaux qui suivent :

- L'Alberta utilisera beaucoup plus de gaz naturel.
- En moyenne, de 2015 à 2030, les prix du gaz naturel sont 6,2 fois supérieurs à ceux du charbon en Alberta, par rapport à 4,7 en Saskatchewan et à 2,4 en Nouvelle-Écosse.

Also note that although Saskatchewan would add an incremental 750 MW of natural gas capacity by 2030, more than both Nova Scotia (350 MW) and Manitoba (150 MW), its capital costs are lower. This is because the majority of new capacity would be added in Saskatchewan during 2026 to 2030 — the last couple of years of the analysis. As such, the residual value of this new capacity is quite high, making its capital costs low compared to those of Nova Scotia and Manitoba. In contrast, Nova Scotia and Manitoba, who require less new capital, would have a proportionally lower residual value in 2030 since the new natural gas capacity would be added earlier (e.g. over 2021–2025). The avoided net refurbishment costs also apply in Saskatchewan, which reduces the capital costs for that province.

**Table 13: Change in Generation Costs, by Region
(Present Value Millions of \$2010)**

Region	Capital	Fuel	Operation and Maintenance	Decomm.	Total
Alberta	420	1,955	-524	322	2,173
Manitoba	80	182	-9	0	253
Nova Scotia	43	206	-169	81	161
Saskatchewan	2	254	-255	104	105
Total for Above Regions	545	2,597	-957	506	2,691

8.5 Foreign import and export costs

Over 2015 to 2030, relative to the BAU scenario, U.S. imports would increase by 13 TWh and exports decline by 44 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 market. The increase in imports would occur in Saskatchewan and British Columbia, while reduced exports would occur predominately in British Columbia and Manitoba, with smaller reductions in Saskatchewan, Quebec and New Brunswick.

The value of foreign imports was determined by multiplying the change in imports by price. The price is the average price paid for U.S. electricity in the respective province for 2010 (from NEB²⁵), adjusted to future years by using the projected change in U.S. electricity prices (from EIA²⁶). Over 2015 to 2030, the total present value cost of increased imports would be \$300 million, with the largest increases in Saskatchewan (\$154 million) and British Columbia (\$141 million). Similarly, the value of reduced foreign exports was determined by multiplying the change in exports by price. The price is the average price received from the United States in the respective province for 2010 (from NEB), adjusted to future years by using projected change in U.S. electricity prices (from EIA). This amount represents the foregone revenues. Over 2015 to 2030, the total value of reduced exports

- L'Alberta désaffectera davantage de groupes alimentés au charbon et de capacité d'alimentation au charbon.

Il est à noter également que même si la Saskatchewan ajoutait une capacité de gaz naturel cumulative de 750 MW d'ici 2030, soit plus que la Nouvelle-Écosse (350 MW) et le Manitoba (150 MW) réunis, ses dépenses en immobilisations seraient inférieures. Ce résultat est dû au fait que la majorité de la nouvelle capacité sera ajoutée en Saskatchewan pendant la période comprise entre 2026 et 2030 (les quelques dernières années de l'analyse). À ce titre, la valeur résiduelle de cette nouvelle capacité est assez élevée, ce qui donne des dépenses en immobilisations faibles par rapport à celles de la Nouvelle-Écosse et du Manitoba. Par contre, la Nouvelle-Écosse et le Manitoba, qui requièrent moins de nouvelles immobilisations, auront une valeur résiduelle proportionnellement inférieure en 2030, étant donné que la nouvelle capacité de gaz naturel aura été ajoutée auparavant (c'est-à-dire entre 2021 et 2025). Les coûts nets élundés liés à la remise en état s'appliquent également en Saskatchewan, ce qui réduit les dépenses en immobilisations pour cette province.

**Tableau 13 : Variation des coûts de production, par région
(Valeur actualisée, en millions de dollars de 2010)**

Région	Immobilisations	Combustible	Fonctionnement et entretien	Mises hors service	Total
Alberta	420	1 955	-524	322	2 173
Manitoba	80	182	-9	0	253
Nouvelle-Écosse	43	206	-169	81	161
Saskatchewan	2	254	-255	104	105
Total pour les régions ci-dessus	545	2 597	-957	506	2 691

8.5 Coûts d'importation et d'exportation étrangères

De 2015 à 2030, par rapport au scénario de maintien du statu quo, les importations des États-Unis augmenteraient de 13 TWh et les exportations diminueraient de 44 TWh (tableau 14). La réduction de la production de charbon pousserait les provinces à réduire leur approvisionnement aux États-Unis, étant donné que cette capacité serait désormais requise dans le marché intérieur. Il y aurait une hausse des importations en Saskatchewan et en Colombie-Britannique, et une baisse des exportations principalement en Colombie-Britannique et au Manitoba, avec des diminutions plus faibles en Saskatchewan, au Québec et au Nouveau-Brunswick.

La valeur des importations étrangères a été calculée en multipliant les changements dans les importations par leur prix. Le prix est le prix moyen payé pour l'électricité provenant des États-Unis dans la province respective pour 2010 (de l'Office national de l'énergie²⁵), ajusté pour les années à venir à l'aide de prévisions du changement dans les prix de l'électricité des États-Unis (de l'Energy Information Administration²⁶). De 2015 à 2030, la valeur actualisée totale des coûts des importations accrues serait de 300 millions de dollars, les plus grandes hausses étant en Saskatchewan (154 millions de dollars) et en Colombie-Britannique (141 millions de dollars). De même, la valeur de la réduction des exportations étrangères a été calculée en multipliant les changements dans les exportations par leur prix. Le prix est le prix moyen des États-Unis dans la province respective en 2010 (de

²⁵ Electricity Exports and Imports, Monthly Statistics for December 2010, National Energy Board.

²⁶ Annual Energy Outlook (AEO) — 2011 Reference Case.

²⁵ Exportations et importations d'électricité, statistiques mensuelles pour décembre 2010, Office national de l'énergie.

²⁶ Annual Energy Outlook (AEO) — Scénario de référence de 2011.

would be \$1.3 billion, with the largest losses in British Columbia (\$730 million) and Manitoba (\$312 million).

l'Office national de l'énergie), ajusté pour les années à venir à l'aide de prévisions du changement dans les prix de l'électricité des États-Unis (de l'Energy Information Administration). Ce montant représente les revenus délaissés. De 2015 à 2030, la valeur totale des exportations réduites serait de 1,3 milliard de dollars, les plus grandes pertes survenant en Colombie-Britannique (730 millions de dollars) et au Manitoba (312 millions de dollars).

Table 14: Change in Foreign Imports and Exports by Region (Present Value Millions of \$2010)

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)
Ontario	0	1	0.1	4
Quebec	0	0	-3	-87
Saskatchewan	7	154	-4	-129
British Columbia	6	141	-24	-730
Manitoba	0	0	-12	-312
New Brunswick	0	4	-2	-84
Canada	13	300	-44	-1,338

Tableau 14 : Variation des importations et des exportations étrangères, 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 de 2010)	Variation des exportations aux États-Unis (TWh)	Valeur actualisée de la réduction des exportations étrangères (millions de dollars de 2010)
Ontario	0	1	0,1	4
Québec	0	0	-3	-87
Saskatchewan	7	154	-4	-129
Colombie-Britannique	6	141	-24	-730
Manitoba	0	0	-12	-312
Nouveau-Brunswick	0	4	-2	-84
Canada	13	300	-44	-1 338

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, a one-time amount of \$142,000 will be required for the training of enforcement officers and \$50,000 to meet information management requirements.

The annual enforcement costs are estimated to be about \$337,000 broken down as follows: roughly \$298,000 for inspections (which includes operations and maintenance costs, 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, it is estimated that compliance promotion activities would cost roughly \$170,000 during the first two years of implementation of the proposed Regulations and \$20,000 for all the subsequent years. Compliance promotion activities could include training of compliance promotion officers, information management, mailing out of the final regulations, developing and distributing promotional materials (i.e. 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

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, un montant unique de 142 millions de dollars sera requis pour la formation des agents d'application de la loi de même que 50 000 dollars pour satisfaire aux exigences en matière de gestion de l'information.

Les coûts annuels d'application de la loi sont évalués à environ 337 000 dollars, répartis comme suit : environ 298 000 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 concerne la promotion de la conformité, on estime que les activités de promotion de la conformité coûteraient environ 170 000 dollars pendant les deux premières années suivant la mise en œuvre du projet de règlement et 20 000 dollars pour toutes les années ultérieures. 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. Cette mise en œuvre comprend l'élaboration d'un système électronique de saisie de

requirements. In subsequent years, the costs are estimated to be about \$575,000 per year to administer the Regulations.

Over 2015 to 2030, the present value of government costs would be about \$13 million.

10. Benefits to Canadians

10.1 Criteria air contaminant reductions from electricity sector

CAC refer to 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 (NH₃), ground-level ozone (O₃) and secondary particulate matter (PM). These air pollutants cause smog, acid rain, and other health hazards.

As a result of the proposed Regulations, the following are the most significant cumulative changes to generation in Canada over 2015 to 2030:

- Coal-fired electricity generation would decline by 218 TWh (net of a 37 TWh increase in CCS generation).
- Natural gas generation would increase by 145 TWh.

Since the CAC emissions from generating electricity using natural gas and coal with CCS are significantly lower than those from coal, this would result in fewer CAC emissions. The CAC emissions (and resulting changes) are determined using emissions coefficients based on the 2007 National Pollutant Release Inventory (NPRI). The coefficients are determined by dividing a specific emission for 2007 by an economic driver for 2007 (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.²⁷

Nationally, the proposed Regulations would lead to a reduction in CACs from the electricity sector, with the exception of VOCs which would increase marginally. Table 15 shows the cumulative changes over 2015 to 2030 (in absolute terms), which correspond to the following changes over time (in percentage terms):

- By 2020, SO_x (-6%), NO_x (-5%), PM₁₀ (-4%), total particulate matter (TPM) [-4%], PM_{2.5} (-2%), and CO and NH₃ (both -1%).
- By 2030, SO_x (-37%), NO_x (-24%), PM₁₀ (-17%), TPM (-15%), CO and PM_{2.5} (both -8%) and lastly, NH₃ (-5%).
- VOC increase by 0.3% by 2020, increasing to 4% by 2030.

données pour satisfaire aux 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 2030, la valeur actualisée totale des coûts pour le gouvernement sera d'environ 13 millions de dollars.

10. Avantages pour les Canadiens

10.1 Réductions des principaux contaminants atmosphériques provenant du secteur de l'électricité

Les principaux contaminants atmosphériques (PCA) 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) et l'ammoniac (NH₃), l'ozone troposphérique (O₃) et les matières particulaires secondaires (MP). Ces polluants atmosphériques provoquent du smog, des pluies acides, ainsi que d'autres dangers sanitaires.

À la suite du projet de règlement, les changements cumulatifs les plus importants en matière de production d'électricité au Canada de 2015 à 2030 seraient les suivants :

- La production d'électricité alimentée au charbon diminuerait de 218 TWh (sans compter l'augmentation de 37 TWh de la production du captage et de la séquestration du carbone).
- La production de gaz naturel augmenterait de 145 TWh.

Étant donné que les émissions des principaux contaminants atmosphériques (PCA) qui proviennent de la production d'électricité à partir du gaz naturel et du charbon avec captage et séquestration du carbone sont sensiblement inférieures à celles issues du charbon, cette diminution entraînera une réduction des émissions de principaux contaminants atmosphériques. Les émissions des principaux contaminants atmosphériques (et les changements qui en découlent) sont déterminés en utilisant des coefficients d'émissions basés sur l'Inventaire national des rejets de polluants (INRP) de 2007. Les coefficients d'émissions sont calculés en divisant une émission spécifique pour 2007 par un facteur économique pour 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 d'extrants) afin de déterminer les niveaux d'émissions prévus et les changements qui en découlent.²⁷

À l'échelle nationale, le projet de règlement contribuera à une réduction des principaux contaminants atmosphériques issus du secteur de l'électricité, à l'exception des composés organiques volatils qui augmenteront légèrement. Le tableau 15 présente les changements cumulatifs de 2015 à 2030 (en termes absolus), qui correspondent aux changements suivants au fil du temps (en fait de pourcentage) :

- D'ici 2020, SO_x (-6 %), NO_x (-5 %), MP₁₀ (-4 %), matières particulaires totales (MPT) [-4 %], MP_{2.5} (-2 %), et CO et NH₃ (les deux, -1 %).
- D'ici 2030, SO_x (-37 %), NO_x (-24 %), MP₁₀ (-17 %), MPT (-15 %), CO et MP_{2.5} (les deux, -8 %) et enfin, NH₃ (-5 %).
- Les composés organiques volatils augmenteraient de 0,3 % d'ici 2020, passant à 4 % d'ici 2030.

²⁷ 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.

²⁷ Les facteurs d'émissions sont fondés sur l'Inventaire national des rejets de polluants de 2007; ainsi, ils diffèrent souvent du point de vue des groupes. Les augmentations prévues de la nouvelle production sont étalonnées selon des niveaux d'inventaire national historiques.

Table 15: Cumulative Changes in CAC Emissions

Criteria air contaminant	2015–2030 (kilotonnes)
Sulphur oxides (SO _x)	-742
Nitrogen oxides (NO _x)	-426
Total particulate matter (TPM)	-34
Particulate matter < 10 microns (PM ₁₀)	-19
Carbon monoxide (CO)	-16
Particulate matter < 2.5 microns (PM _{2.5})	-6
Ammonia (NH ₃)	-0.1
Volatile organic compounds (VOC)	2

Tableau 15 : Variations cumulatives des émissions des principaux contaminants atmosphériques

Principaux contaminants atmosphériques	2015-2030 (kilotonnes)
Oxydes de soufre (SO _x)	-742
Oxydes d'azote (NO _x)	-426
Matières particulaires totales (MPT)	-34
Matière particulaire < 10 microns (MP ₁₀)	-19
Monoxyde de carbone (CO)	-16
Matière particulaire < 2,5 microns (MP _{2,5})	-6
Ammoniac (NH ₃)	-0,1
Composés organiques volatils (COV)	2

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 SO_x, where Saskatchewan would experience the greatest drop in emissions.

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 des principaux contaminants atmosphériques de loin la plus importante se produira en Alberta, à l'exception du SO_x, où la Saskatchewan connaîtra la baisse la plus importante en matière d'émissions.

Figure 6: Distribution of Cumulative Changes in CAC Emissions

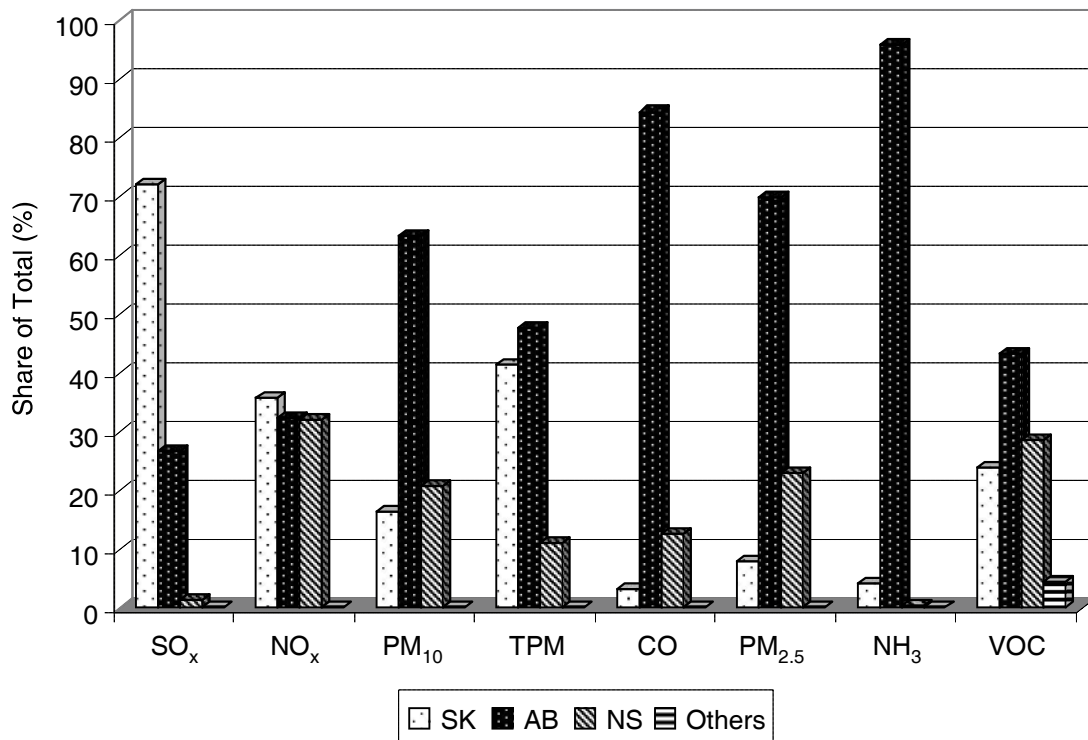
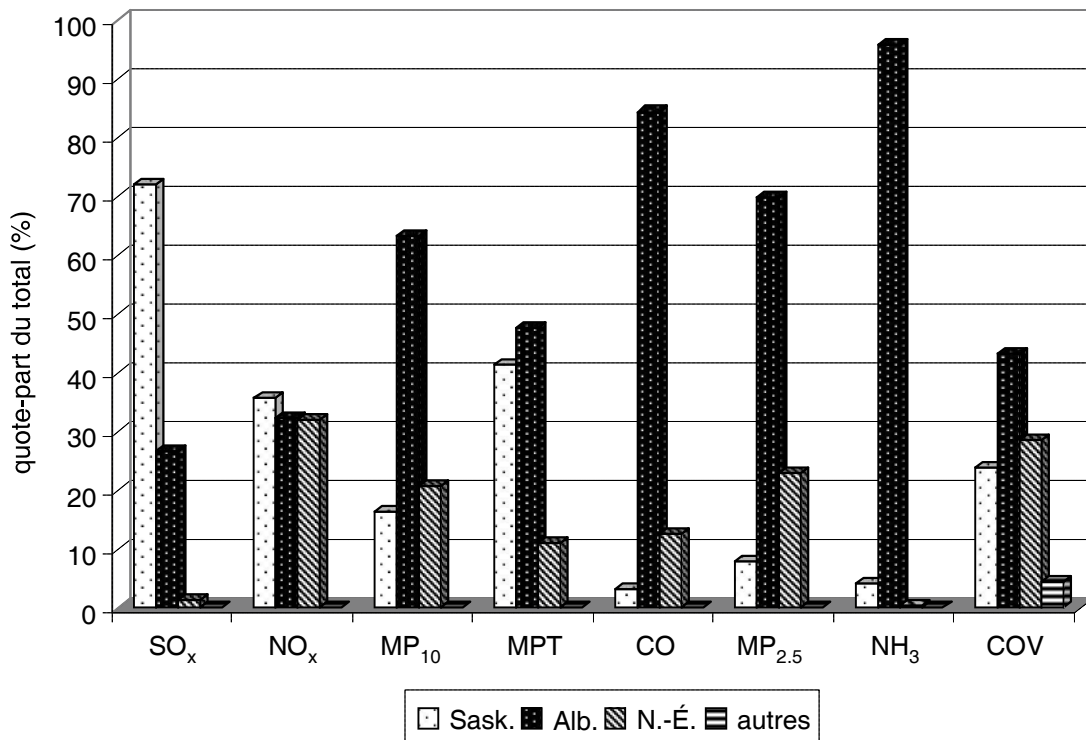


Figure 6 : Répartition des variations cumulatives des émissions des principaux contaminants atmosphériques



10.2 Air quality modelling

To estimate how these emission reductions would impact human health and the environment, Environment Canada first used the 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, 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 an entire year for four scenarios of anthropogenic emissions representing two different projection years over the time horizon: two scenarios (one for the BAU scenario and the other for the regulatory scenario) were run for the year 2020, and the other two scenarios were run for the year 2030. The meteorological data used for these four scenarios is for the year 2006 and was generated by Environment Canada's weather forecast model.

The air quality model runs provided ambient air concentrations of pollutants in 2020 and 2030. However, the results for all the years between 2015 and 2030 were needed to complete this analysis. The selected method to obtain data for those years was to use the available model results for years 2020 and 2030 and to interpolate linearly the air quality metrics to obtain the metrics for 2021 up to 2029. The procedure was slightly different for the years 2015 to 2020 since it involved extrapolation. The BAU

10.2 Modélisation de la qualité de l'air

Pour estimer la façon dont la réduction de ces émissions toucherait la santé humaine et l'environnement, Environnement Canada a d'abord utilisé le modèle AURAMS afin de prévoir la façon dont les changements dans les 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. AURAMS a combiné les renseignements sur les changements prévus relatifs aux émissions 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 toucheraient la qualité de l'air local.

Le système de modélisation de la qualité de l'air AURAMS a été appliqué pendant une année complète pour quatre scénarios d'émissions anthropiques représentant deux années de prévisions différentes dans l'horizon prévisionnel : on a établi deux scénarios (un pour le scénario de maintien du statu quo et un pour le scénario réglementaire) pour l'année 2020, et les deux autres scénarios ont été établis pour 2030. Les données météorologiques utilisées pour ces quatre scénarios concernent l'année 2006 et elles ont été produites par le modèle de prévision météorologique d'Environnement Canada.

Les exécutions du modèle de la qualité de l'air ont donné des concentrations de polluants dans l'air ambiant en 2020 et 2030. Toutefois, les résultats de toutes les années comprises entre 2015 et 2030 étaient nécessaires pour terminer l'analyse. La méthode retenue pour recueillir des données pour ces années consistait à utiliser les résultats des modèles disponibles pour les années 2020 et 2030 et à interpoler de façon linéaire les mesures de la qualité de l'air afin d'obtenir les mesures pour 2021 jusqu'à 2029. La

scenario was extrapolated linearly from 2020 to 2015 using the 2020 and 2030 model results.²⁸ Once the values for the BAU scenario from 2015 to 2019 were obtained, the regulatory scenario was interpolated between the 2020 value and the 2015 value for the BAU scenario. As a result of this procedure, the regulatory scenario in 2015 would have metrics identical to the BAU scenario.

10.3 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 significantly smaller than those from the electricity sector. An analysis by Environment Canada indicated that 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.

10.4 Point and area sources

The emissions in the air quality model were established in terms of point and area sources. Point sources are represented by specific spatial locations (latitude, longitude), and area sources have unknown spatial locations. All coal-fired electricity units were point sources (since the locations were known), but in cases where new gas capacity was projected to come online due to the proposed Regulations, the spatial location was unknown, and hence these emissions were modelled as though they were area sources. For area sources, the "Utility" data from Statistics Canada²⁹ was used to spatially allocate the emissions, which relies on employment data.

One of the results from data preparation for air quality modelling work and the spatial distribution was that for Nova Scotia: there is an increase in SO_x emissions. This is not consistent with E3MC modelling results, which show a reduction in SO_x emissions (see Table 15 and Figure 6). Due to this inconsistency, the air quality modelling results for Nova Scotia were omitted. This omission would likely cause an underestimation of benefits due to the proposed Regulations.

10.5 Environmental benefits

10.5.1 GHG reductions from electricity sector

Since the GHG emissions from generating both from natural gas and coal CCS are significantly lower than coal, this would

procédure était légèrement différente pour les années 2015 à 2020 étant donné qu'elle mettait en cause une extrapolation. Le scénario de maintien du statu quo a été extrapolé de façon linéaire de 2020 à 2015 à l'aide des résultats des modèles de 2020 et de 2030²⁸. Une fois les valeurs obtenues pour le scénario de maintien du statu quo de 2015 à 2019, le scénario réglementaire a été interpolé entre la valeur de 2020 et celle de 2015 pour le scénario de maintien du statu quo. En conséquence de cette procédure, le scénario réglementaire en 2015 aurait des mesures identiques à celles du scénario de maintien du statu quo.

10.3 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 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.

10.4 Sources ponctuelles et sources étendues

Les émissions dans le modèle de la qualité de l'air ont été établies en fonction de sources ponctuelles et de sources étendues. Les sources ponctuelles sont représentées par des emplacements géographiques précis (latitude et longitude), et les sources étendues indiquent des emplacements géographiques inconnus. Tous les groupes électriques alimentés au charbon étaient des sources ponctuelles (puisque leur emplacement était connu), mais dans les cas où on prévoyait qu'une nouvelle capacité de gaz devait entrer en service en raison du projet de règlement, l'emplacement géographique était inconnu; dès lors, ces émissions ont été modélisées comme si elles provenaient de sources étendues. Pour les sources étendues, les données « services publics » de Statistique Canada²⁹ ont été utilisées pour répartir géographiquement les émissions, activité s'appuyant sur des données sur l'emploi.

Un des résultats tirés de la préparation de données pour les travaux de modélisation de la qualité de l'air et la répartition dans l'espace indiquait que, pour la Nouvelle-Écosse, il y a une augmentation des émissions d'oxydes de soufre (SO_x). Ce résultat n'est pas conforme aux résultats du modèle E3MC, qui montrent une réduction des émissions de SO_x (voir le tableau 15 et la figure 6). En raison de cette incohérence, les résultats modélisés sur la qualité de l'air en Nouvelle-Écosse ont été omis. Cette omission causerait probablement une sous-estimation des avantages découlant du projet de règlement.

10.5 Avantages environnementaux

10.5.1 Réductions des gaz à effet de serre provenant du secteur de l'électricité

Étant donné que les émissions de gaz à effet de serre provenant à la fois du gaz naturel ainsi que du captage et de la séquestration

²⁸ If the extrapolation led to any negative values for metric, then that metric was reset to zero for those years.

²⁹ See Profile of Labour Market Activity, Industry, Occupation, Education, Language of Work, Place of Work and Mode of Transportation for Canada, Provinces, Territories, Census Divisions and Census Subdivisions, 2006 Census, Statistics Canada, Catalogue No. 94-579-X2006001.

²⁸ Si l'extrapolation donnait lieu à des valeurs négatives pour une mesure, alors cette mesure était réinitialisée à zéro pour les années concernées.

²⁹ Voir Profil — Activités sur le marché du travail, industrie, profession, scolarité, langue de travail, lieu de travail et mode de transport, pour le Canada, les provinces, les territoires, les divisions de recensement et les subdivisions de recensement, Recensement de 2006, Statistique Canada, n° 94-579-X2006001 au catalogue.

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 constant over the projection period. Natural gas emission factors do not vary across provinces or over the projection period.

Over 2015 to 2030, there would be cumulative reductions in GHGs from the electricity sector as a whole, relative to the BAU scenario, of approximately 175 Mt (Table 16). The largest reductions would be in Alberta (65% of total), followed by Saskatchewan (23%) and Nova Scotia (13%). By 2020, this would represent a 6% reduction from the total electricity sector, which increases to 29% by 2030. These reductions are above and beyond existing and assumed federal and provincial actions. Figure 7 shows the GHG emissions in the electricity sector assuming no government actions, provincial actions only, and the combined provincial and federal actions (to illustrate the incremental outcome of the proposed Regulations on their own).

Table 16: GHG Emission Reductions

Region	Cumulative, 2015–2030 (Mt, CO ₂ e)	Present Value of GHG Reductions (\$M)
Alberta	112	2,813
Saskatchewan	41	1,016
Nova Scotia	22	558
Canada	175	4,338

The value of GHG reductions is critically dependent on the climate change damages avoided at the global level. These damages are usually referred to as the social cost of carbon (SCC). Estimates of the SCC vary widely. For example, experts such as Tol, Nordhaus and Hope have reported mean SCC values in the range of \$10 to \$25 per tonne of CO₂e, whereas Stern has reported a value closer to \$100. In large part this variability relates to uncertainties around key parameter choices in the estimation of the SCC, for example the appropriate discount rate to use in the calculation. It is generally acknowledged that estimates, even from the same model, vary widely depending on the chosen levels of key variables. While research by Environment Canada to determine the appropriate SCC for use in cost-benefit analysis is continuing, an estimated value of \$25 per tonne of CO₂e has been adopted for this analysis, increasing at 2% per year. This value is consistent with the expected U.S. price of carbon and the trading value of permits in the European Climate Exchange. It is also generally consistent with the values presently being used by the U.S. government as well as by the European Commission. Based on this estimate, the present value of incremental GHG emission reductions under the proposed Regulations is estimated to be \$4.3 billion (Table 16).

du 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'émissions de charbon diffèrent selon la province du fait que différents types de charbon sont disponibles dans diverses régions du pays. Ces facteurs d'émission sont présumés constants au cours de la période de prévision. Les facteurs d'émission de gaz naturel ne varient pas selon les provinces ou sur la période de prévision.

De 2015 à 2030, 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 175 Mt (tableau 16). Les réductions les plus importantes seraient en Alberta (65 % du total), en Saskatchewan (23 %) et en Nouvelle-Écosse (13 %), respectivement. D'ici 2020, cela représentera une réduction de 6 % du total du secteur de l'électricité, qui augmentera à 29 % d'ici 2030. Ces réductions vont au-delà des mesures fédérales et provinciales existantes et présumées. La figure 7 montre les émissions de gaz à effet de serre dans le secteur de l'électricité en prenant comme hypothèse uniquement des mesures provinciales (pas de mesures gouvernementales) et la combinaison de mesures fédérales et provinciales (pour illustrer le résultat progressif du projet de règlement en soi).

Tableau 16 : Réductions des émissions de gaz à effet de serre

Région	Réductions cumulatives 2015-2030 (Mt, équivalents en CO ₂)	Valeur actualisée des réductions de gaz à effet de serre (en millions de dollars)
Alberta	112	2 813
Saskatchewan	41	1 016
Nouvelle-Écosse	22	558
Canada	175	4 338

La valeur des réductions de gaz à effet de serre dépend essentiellement de l'évitement des dommages relativement aux changements climatiques à l'échelle mondiale. Ces dommages sont habituellement appelés coût social du carbone (CSC). Les estimations de ce coût varient considérablement. Par exemple, des experts comme Tol, Nordhaus et Hope ont relevé des valeurs moyennes du coût social du carbone allant de 10 \$ à 25 \$ par tonne d'équivalents en CO₂, tandis que Stern a enregistré une valeur plus proche des 100 \$. Cette variabilité est en grande partie liée aux incertitudes relatives aux choix de paramètres clés dans l'estimation du coût social du carbone, par exemple le taux d'actualisation approprié à utiliser dans les calculs. Il est généralement reconnu que les estimations, même si elles sont issues du même modèle, varient considérablement selon le niveau choisi des variables clés. Alors qu'Environnement Canada poursuit ses recherches dans le but de déterminer le coût social du carbone approprié à utiliser dans l'analyse coûts-avantages, il a adopté une valeur estimée de 25 \$ par tonne d'équivalents en CO₂ pour cette analyse, qui augmente de 2 % par année. Cette valeur concorde avec le prix des États-Unis attendu en matière de carbone et la valeur commerciale des permis dans la Bourse européenne du carbone. Dans l'ensemble, cette valeur est aussi généralement en accord avec les valeurs utilisées actuellement par le gouvernement américain ainsi que par la Commission européenne. D'après cette estimation, la valeur actualisée des réductions progressives des émissions de gaz à effet de serre en vertu du projet de règlement est évaluée à 4,3 milliards de dollars (tableau 16).

Figure 7: GHG Emission Profile

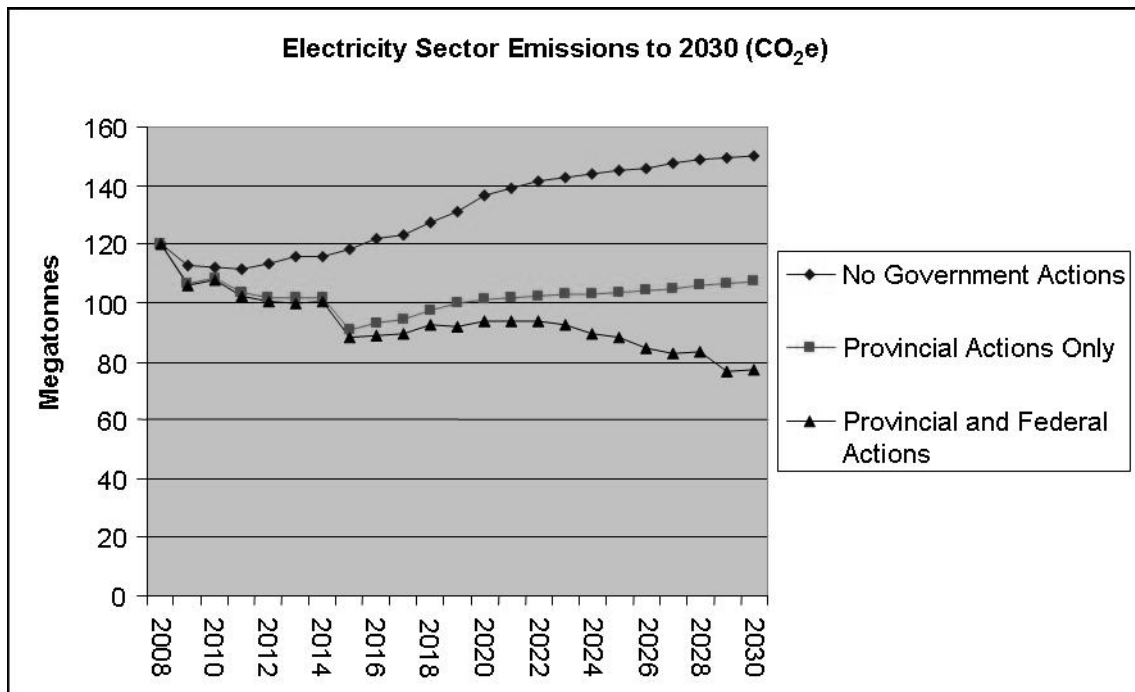
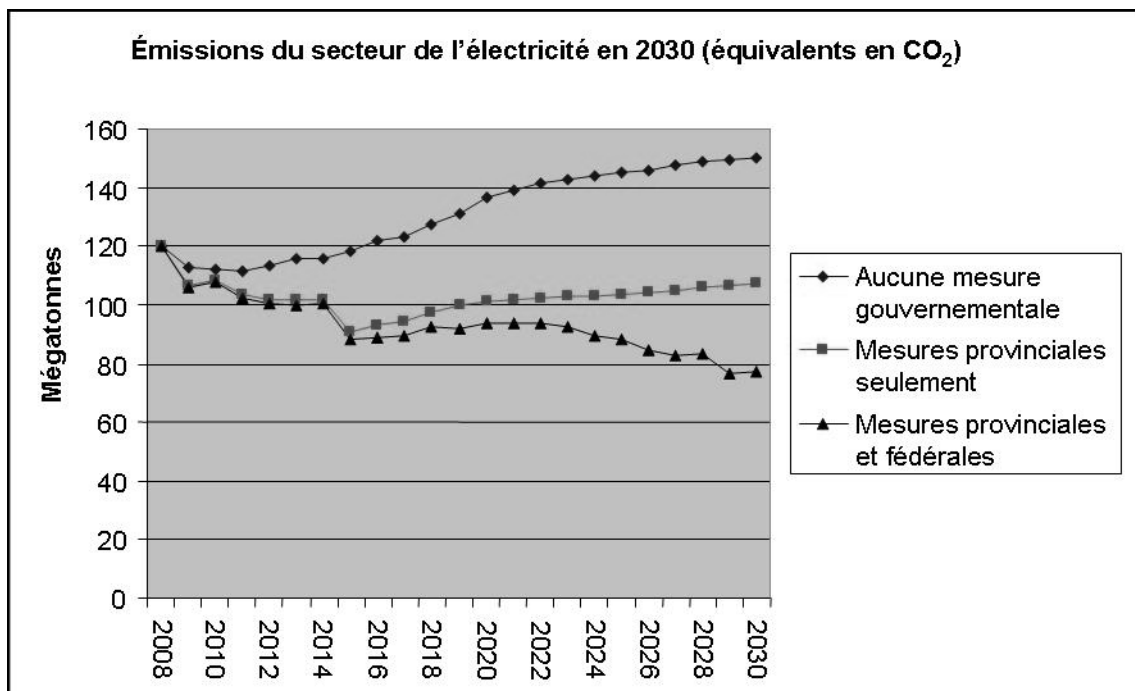


Figure 7 : Profil des émissions de gaz à effet de serre (GES)



10.5.2 CAC reductions from electricity sector

The reductions in CAC emissions would result in environmental benefits. These have been estimated using Environment

10.5.2 Réductions des émissions de principaux polluants atmosphériques provenant du secteur de l'électricité

Les réductions des émissions des principaux contaminants atmosphériques entraîneraient des avantages pour l'environnement.

Canada's Air Quality Valuation Model (AQVM2), and supplemented with other environmental estimates in an attempt to incorporate those not addressed by AQVM2.

Ceux-ci ont été estimés à l'aide du modèle d'évaluation de la qualité de l'air (MEQA2) d'Environnement Canada et les estimations ont été renforcées par d'autres estimations environnementales afin d'intégrer les éléments non pris en compte par le modèle MEQA2.

10.5.2.1 Estimates for soiling, visibility and agriculture

10.5.2.1 Estimations relatives aux souillures, à la visibilité et à l'agriculture

The benefit estimates resulting from the AQVM2 model are shown in Table 17 and discussed below. Over 2015 to 2030, the total present value of benefits for Canada is estimated at \$81.9 million.

Les estimations des avantages découlant du modèle MEQA2 sont présentées dans le tableau 17 et sont abordées ci-après. De 2015 à 2030, la valeur actualisée totale des avantages pour le Canada est estimée à 81,9 millions de dollars.

Table 17: Environmental Benefit Estimates for Canada (2015–2030)
Present Value, \$2010*

Tableau 17 : Estimations des avantages pour l'environnement au Canada (2015-2030)
Valeur actualisée, en millions de dollars de 2010*

Region	Soiling on households	Visibility on households	Ozone on crops	Total AQVM2	Other benefits**
Newfoundland and Labrador	49,000	651,000	27,000	727,000	
Prince Edward Island	9,000	60,000	197,000	266,000	
Nova Scotia	-	-	-	-	
New Brunswick	0	-142,000	86,000	-56,000	
Quebec	185,000	1,165,000	693,000	2,043,000	
Ontario	692,000	3,173,000	1,271,000	5,136,000	
Manitoba	843,000	4,899,000	3,929,000	9,671,000	
Saskatchewan	1,109,000	6,744,000	17,915,000	25,768,000	
Alberta	2,127,000	8,568,000	27,183,000	37,878,000	
British Columbia	-84,000	-206,000	738,000	448,000	
Yukon	0	0	N/A	0	
Northwest Territories	1,000	5,000	N/A	6,000	
Nunavut	0	3,000	N/A	3,000	
Canada	4,931,000	24,920,000	52,039,000	81,890,000	8,873,000

Région	Effets des souillures sur les ménages	Visibilité touchant les ménages	Ozone sur les cultures	Total MEQA2	Autres avantages**
Terre-Neuve-et-Labrador	49 000	651 000	27 000	727 000	
Île-du-Prince-Édouard	9 000	60 000	197 000	266 000	
Nouvelle-Écosse	-	-	-	-	
Nouveau-Brunswick	0	-142 000	86 000	-56 000	
Québec	185 000	1 165 000	693 000	2 043 000	
Ontario	692 000	3 173 000	1 271 000	5 136 000	
Manitoba	843 000	4 899 000	3 929 000	9 671 000	
Saskatchewan	1 109 000	6 744 000	17 915 000	25 768 000	
Alberta	2 127 000	8 568 000	27 183 000	37 878 000	
Colombie-Britannique	-84 000	-206 000	738 000	448 000	
Yukon	0	0	s.o.	0	
Territoires du Nord-Ouest	1 000	5 000	s.o.	6 000	
Nunavut	0	3 000	s.o.	3 000	
Canada	4 931 000	24 920 000	52 039 000	81 890 000	8 873 000

* Reliable estimates of provincial air quality improvements for Nova Scotia are not currently available due to data limitations that prevented the estimation of robust impacts for the province.

* Des évaluations fiables des améliorations de la qualité de l'air à l'échelle provinciale pour la Nouvelle-Écosse ne sont pas disponibles actuellement en raison des limitations des données qui ont empêché une évaluation des impacts robustes pour la province.

** Timber harvest, recreational use of forests and material maintenance costs.

** La récolte du bois, l'usage récréatif des forêts et les coûts d'entretien du matériel.

Reduced soiling

Réduction des souillures

Soiling from changes in ambient PM will result in cleaning expenditures. The SCSIE (Soiling Cleaning Savings Impacts Estimator) model estimates the avoided cleaning costs for Canadian households associated with different levels of PM₁₀. Over 2015 to 2030, the proposed Regulations are expected to reduce the present value of households cleaning costs by \$4.9 million. This estimate may be regarded as conservative since it is limited to the residential sector and does not account for cleaning expenditures in the commercial and institutional sectors. As expected, the two provinces with the highest reductions in coal-fired electricity generation, Alberta and Saskatchewan, also exhibit the largest gains from reduced soiling.

Les souillures issues des changements dans les concentrations ambiantes de matières particulaires entraîneront des coûts de nettoyage. Le modèle SCSIE (modèle d'estimation des répercussions des économies en matière de nettoyage des souillures) estime les coûts de nettoyage érudés pour les ménages canadiens touchés par différents niveaux de MP₁₀. Au cours des années 2015 à 2030, le projet de règlement devrait réduire la valeur actualisée des coûts de nettoyage des ménages de 4,9 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. Comme prévu, 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.

Improved visibility

As ambient concentrations of particulate matter increase, visibility decreases *ceteris paribus*. 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.³⁰ The present value of welfare gains from improved visibility in the residential sector is expected to be \$24.9 million, with Alberta and Saskatchewan combining for 61 % of total benefits.

Increased agriculture productivity

The proposed Regulations would result in decreased ambient concentrations of tropospheric ozone. Based on exposure-response functions for 20 different crops, the VOICCE (Value of Ozone Impacts on Canadian Crops Estimator) model provides the change in production (tonnes) and total sales revenue per Census Agricultural Region (CAR) due to changes in levels of ozone. National benefits from increased agricultural productivity, expressed in the present value of sales revenue, are expected to be \$52 million.³¹ The contributions from Alberta are about one-half of the national benefits, while Saskatchewan contributes one-third. The largest share of benefits is expected to occur in the wheat sector (30%), followed by peas, beans and lentils (24%), and canola (17%).³²

10.5.2.2 Estimates 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 is developed to assess the economic impacts of NO_x on timber harvests and recreational use of forest ecosystems, and of SO₂ on material maintenance costs. Applying the mean estimates from Muller and Mendelsohn³³ to the reductions in NO_x and SO_x results in an additional \$8.9 million of benefits (in present value terms).

Amélioration de la visibilité

Comme les concentrations ambiantes de matières particulaires augmentent, la visibilité diminue, toutes choses étant égales par ailleurs. 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 deciviews³⁰. La valeur actualisée des gains en matière de bien-être issue d'une meilleure visibilité dans le secteur résidentiel devrait être de 24,9 millions de dollars; l'Alberta et la Saskatchewan réunies constituent 61 % des avantages totaux.

Augmentation de la productivité agricole

Le projet de règlement se traduirait par une diminution des concentrations ambiantes d'ozone troposphérique. D'après les fonctions exposition-réponse pour 20 différentes cultures, le modèle VOECCE (modèle d'estimation de la valeur des effets de l'ozone sur les cultures canadiennes) donne des changements dans la production (en tonnes) et les revenus totaux des ventes par région agricole de recensement (RAR), en raison de changements dans les niveaux d'ozone. Les avantages nationaux issus de la hausse de la productivité agricole, exprimés dans la valeur actualisée des revenus des ventes, devraient être de 52 millions de dollars³¹. Les contributions de l'Alberta constituent environ la moitié des avantages nationaux, tandis que la Saskatchewan contribue au tiers. C'est le secteur du blé qui devrait engranger la majeure partie des avantages (30 %); il sera suivi du secteur des pois, des haricots et des lentilles (24 %) et de celui du canola (17 %)³².

10.5.2.2 Estimations 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, on met au point une méthode de transfert des avantages 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 celles du dioxyde de soufre (SO₂) sur les frais d'entretien du matériel. L'application des estimations moyennes de Muller et Mendelsohn³³ aux réductions d'oxyde d'azote (NO_x) et de dioxyde de soufre (SO₂) donne lieu à des avantages supplémentaires de 8,9 millions de dollars (en termes de valeur actualisée).

³⁰ 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 perceptible change in visual air quality.

³¹ It seems relevant to mention that the CAR 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 one-third of the total benefits for agriculture. Current agricultural data doesn't allow an assessment of the magnitude of the underestimation.

³² "Wheat" includes spring wheat, durum, and winter wheat; "Corn" includes grain and silage; "Peas, Beans and Lentils" includes dry field peas, chick peas, lentils, dry white beans, and other dry beans; "Others" includes potato, tobacco, sugar beet, tomato, lettuce, and onion.

³³ Mean marginal damage (\$2010/tonne) are as follows: NO_x (timber): \$4.78, NO_x (recreation): \$2.87, SO₂: \$12.14 (materials).

³⁰ 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 deciview représente un changement perceptible dans la qualité visuelle de l'air.

³¹ Il semble pertinent de mentionner que l'ensemble de données sur les régions agricoles de recensement ne couvrent 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 sous-estimer les avantages à l'échelle nationale, étant donné que cette province dispose déjà d'environ un tiers des avantages totaux pour l'agriculture. Les données agricoles actuelles ne permettent pas d'évaluer l'ampleur de la sous-estimation.

³² Le « blé » comprend le blé de printemps, le blé dur et le blé d'automne; le « maïs » comprend le maïs-grain et le maïs d'ensilage; les « pois, haricots et lentilles » comprennent les pois secs de grande culture, les pois chiches, les lentilles, les haricots secs blancs et d'autres haricots; les « autres » comprennent les pommes de terre, le tabac, les betteraves à sucre, les tomates, la laitue et les oignons.

³³ Les dommages marginaux moyens (dollars de 2010/tonne) sont les suivants : oxyde d'azote (bois d'œuvre) : 4,78 \$, oxyde d'azote (loisirs) : 2,87 \$, dioxyde de soufre (SO₂) : 12,14 \$ (matériel).

10.5.2.3 Non-quantified benefits

The expected national benefits for the assessed environmental impacts approximate \$90.8 million. However, the overall benefits may be regarded as conservative since many environmental benefits remain non-quantified due to data or methodological limitations. Among these impacts are the effects of improved visibility on tourism revenues, reduced acid deposition on forests, crops and ecosystems, reduced mercury deposition on recreational fishing, and the benefits of reduced PM_{2.5} and ozone on livestock and wildlife mortality.

10.6 Health benefits

10.6.1 CAC reductions from electricity sector

From a human health perspective the key air pollution emissions from the electricity sector include emissions of NO_x, SO_x, and PM_{2.5}.

Nationally, the proposed Regulations are expected to reduce NO_x, SO_x, and PM_{2.5} emissions from the electricity sector by about 5%, 6% and 2% respectively by 2020, relative to the BAU scenario. By 2030, emissions of NO_x, SO_x, and PM_{2.5} from electrical power generation are estimated to decrease by 24%, 37% and 8% respectively, relative to the BAU scenario.

While these emission reductions are significant, they will not be uniformly distributed across the country. The changes in regional ambient air quality levels will be one of the key determinants of the human health impacts of the proposed Regulations.

From a human health perspective, the most important air quality improvements are the reductions in ambient PM_{2.5} and ozone levels. The PM_{2.5} reductions are particularly significant, accounting for more than 63% of the health benefits from the proposed Regulations in 2030, while ozone improvements account for 35% of the health benefits. 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. So while the primary PM emissions from the electrical sector are important, it is the secondary PM formation, that results from NO_x and SO_x emissions, that has the greatest human health impact.

10.6.1.1 Average ambient air quality improvements

The largest improvements in air quality are expected to occur in Alberta, Saskatchewan and Manitoba. This is true for both particulate matter and ozone. In fact, for PM, the 40 Canadian census divisions expected to experience the largest PM reductions (in both absolute and percentage terms) are all located in these three provinces. For ozone, the air quality improvements are somewhat more spread out, but the Prairies still tend to dominate.

By 2030, ambient PM_{2.5} in some regions of Saskatchewan is expected to decrease by as much as 8.8%, while reductions of 2% to 5% are found across much of Alberta, Saskatchewan and Manitoba. Ozone levels do not decrease as much as PM, but ozone levels are expected to go down as much as 1.6% in southern Saskatchewan, and by 0.2% to 0.6% across much of the Prairies by 2030.

10.5.2.3 Avantages non quantifiés

Les avantages nationaux prévus pour l'évaluation des répercussions sur l'environnement avoisinent 90,8 millions de dollars. Toutefois, les avantages généraux peuvent être jugés prudents, car de nombreux avantages pour l'environnement demeurent non quantifiés en raison de données ou de méthodologies limitées. Parmi ces répercussions, on retrouve les effets de la visibilité accrue concernant les recettes du tourisme, la réduction des dépôts acides dans les forêts, les cultures et les écosystèmes, la réduction des dépôts de mercure dans la pêche sportive, ainsi que les avantages liés à la réduction des matières particulaires (MP_{2.5}) et de l'ozone sur la mortalité du bétail et des espèces sauvages.

10.6 Avantages pour la santé

10.6.1 Réductions des émissions de principaux polluants atmosphériques provenant du secteur de l'électricité

Du point de vue de la santé humaine, les principales émissions de polluants atmosphériques issues du secteur de l'électricité comprennent les émissions de NO_x, SO_x et de MP_{2.5}.

À l'échelle nationale, le projet de règlement devrait réduire les émissions de NO_x, de SO_x et de MP_{2.5} provenant du secteur de l'électricité d'environ 5 %, 6 % et 2 %, respectivement, d'ici 2020, par rapport au scénario de maintien du statu quo. D'ici 2030, les émissions de NO_x, de SO_x et de MP_{2.5} provenant de la production d'électricité devraient diminuer de 24 %, 37 % et 8 %, respectivement, par rapport au schéma de maintien du statu quo.

Bien que ces réductions d'émissions soient importantes, elles ne seront pas réparties de manière uniforme dans tout le pays. Les changements des niveaux des émissions dans l'air ambiant à l'échelle régionale constitueront les principaux facteurs déterminants des répercussions du projet de règlement sur la santé humaine.

Du point de vue de la santé humaine, les améliorations de la qualité de l'air les plus importantes sont les réductions dans les taux de MP_{2.5} et d'ozone dans l'air ambiant. Les réductions de MP_{2.5} sont particulièrement importantes, car elles représentent plus de 63 % des avantages pour la santé découlant du projet de règlement en 2030, tandis que les améliorations de l'ozone constituent 35 % des avantages pour la santé. 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, provenant des émissions de NO_x et de SO_x qui ont la plus forte incidence sur la santé humaine.

10.6.1.1 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. Cela est vrai pour les matières particulaires et l'ozone. En fait, pour les matières particulaires, les 40 divisions de recensement canadiennes qui devraient connaître les plus grandes réductions de matières particulaires (en termes absolus et de pourcentage) sont toutes situées dans ces trois provinces. Pour l'ozone, les améliorations de la qualité de l'air sont quelque peu plus dispersées, mais la tendance demeure dominante dans les Prairies.

D'ici 2030, les matières particulaires (MP_{2.5}) dans certaines régions de la Saskatchewan devraient diminuer jusqu'à 8,8 %, tandis qu'on relève des réductions de 2 % à 5 % dans une bonne partie de l'Alberta, de la Saskatchewan et du Manitoba. Les niveaux d'ozone ne diminuent pas autant que ceux des matières particulaires, mais on s'attend à ce qu'ils diminuent jusqu'à 1,6 % dans le sud de la Saskatchewan et de 0,2 % à 0,6 % dans une bonne partie des Prairies d'ici 2030.

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 18. "Average" air quality for the province means air quality weighted based on the population of census regions.

Même si certaines zones connaîtront certainement plus d'améliorations de la qualité de l'air que d'autres, au niveau provincial, 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 18. La qualité de l'air « moyenne » pour la province signifie qu'elle est pondérée selon les régions de recensement de la population.

Table 18: Estimated Average Provincial Air Quality Improvements in 2030*

Region	Projected Population	PM2.5 Levels (Population Weighted)			Annual Ozone Levels (Population Weighted)		
		BAU (ug/m ³)	Policy (ug/m ³)	Percent Reduction	BAU (ppm)	Policy (ppm)	Percent Reduction
Newfoundland and Labrador	519 330	2.385	2.378	0.30 %	32.025	31.888	0.43 %
Prince Edward Island	154 655	4.641	4.632	0.19 %	32.280	32.138	0.44 %
Nova Scotia	-	-	-	-	-	-	-
New Brunswick	777 980	2.563	2.561	0.06 %	32.092	32.044	0.15 %
Quebec	8 755 900	7.211	7.208	0.04 %	32.360	32.348	0.04 %
Ontario	16 643 455	7.711	7.705	0.08 %	36.632	36.625	0.02 %
Manitoba	1 398 290	3.747	3.686	1.62 %	30.895	30.817	0.25 %
Saskatchewan	1 001 015	2.959	2.847	3.77 %	33.387	33.218	0.51 %
Alberta	4 359 995	4.828	4.768	1.24 %	37.253	37.112	0.38 %
British Columbia	5 649 820	6.958	6.959	-0.01 %	39.376	39.377	0.00 %
Yukon	35 790	0.509	0.509	0.02 %	35.059	35.058	0.00 %
Northwest Territories	53 570	0.950	0.948	0.18 %	30.904	30.900	0.01 %
Nunavut	36 620	1.895	1.894	0.07 %	30.435	30.434	0.01 %
Canada	40 389 730	6.621	6.607	0.21 %	35.612	35.578	0.09 %

* Reliable estimates of provincial air quality improvements for Nova Scotia are not currently available due to data limitations that prevented the estimation of robust impacts for the province.

Tableau 18 : Estimation des améliorations de la qualité de l'air moyenne à l'échelle provinciale en 2030*

Région	Population prévue	Niveau de MP2,5 (pondération selon la population)			Niveau d'ozone annuels (pondération selon la population)		
		Maintien du statu quo (ug/m ³)	Politique (ug/m ³)	Réduction en pourcentage	Maintien du statu quo (ppm)	Politique (ppm)	Réduction en pourcentage
Terre-Neuve-et-Labrador	519 330	2,385	2,378	0,30 %	32,025	31,888	0,43 %
Île-du-Prince-Édouard	154 655	4,641	4,632	0,19 %	32,280	32,138	0,44 %
Nouvelle-Écosse	-	-	-	-	-	-	-
Nouveau-Brunswick	777 980	2,563	2,561	0,06 %	32,092	32,044	0,15 %
Québec	8 755 900	7,211	7,208	0,04 %	32,360	32,348	0,04 %
Ontario	16 643 455	7,711	7,705	0,08 %	36,632	36,625	0,02 %
Manitoba	1 398 290	3,747	3,686	1,62 %	30,895	30,817	0,25 %
Saskatchewan	1 001 015	2,959	2,847	3,77 %	33,387	33,218	0,51 %
Alberta	4 359 995	4,828	4,768	1,24 %	37,253	37,112	0,38 %
Colombie-Britannique	5 649 820	6,958	6,959	-0,01 %	39,376	39,377	0,00 %
Yukon	35 790	0,509	0,509	0,02 %	35,059	35,058	0,00 %
Territoires du Nord-Ouest	53 570	0,950	0,948	0,18 %	30,904	30,900	0,01 %
Nunavut	36 620	1,895	1,894	0,07 %	30,435	30,434	0,01 %
Canada	40 389 730	6,621	6,607	0,21 %	35,612	35,578	0,09 %

* Des évaluations fiables des améliorations de la qualité de l'air à l'échelle provinciale pour la Nouvelle-Écosse ne sont pas disponibles actuellement en raison des limitations des données qui ont empêché une évaluation des impacts robustes pour la province.

10.6.1.2 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 emissions. It is the population exposure to changes in air quality, and not simply the absolute changes in PM and ozone levels themselves that determine the health benefits of the proposed 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.

Health Canada used the Air Quality Benefits Assessment Tool (AQBAT) to estimate the change in health risks and impacts.

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 even increases the average per capita risk of death. And while the change in individual risk levels are small, these individual risk reduction have a large social benefit, in terms of the estimated reductions in annual mortality levels, and the large social benefit associated with reduced mortality risk.

Table 19 shows some of the estimated changes in cumulative health outcomes for 2030 as a result of the proposed Regulations. The table also shows the estimated total present value of the improvement in social welfare, expressed in economic (dollar) terms, for all health impacts over 2015–2030.³⁴ The total health benefits are estimated at \$1.4 billion, with the largest benefits in Alberta (42% of total), followed by Saskatchewan (22%) and Manitoba (15%).

10.6.1.2 Résultats améliorés pour la santé

Les incidences sur la santé humaine et les avantages socio-économiques qui en découlent dépendent considérablement de la proximité de la population par rapport à la source des émissions issues de la production d'électricité au charbon. C'est l'exposition de la population aux changements de la qualité de l'air, et pas simplement les changements absolus dans les niveaux de matières particulaires et d'ozone en eux-mêmes, qui détermine les avantages du projet de règlement pour la santé. Pour cette raison, les régions qui connaissent les plus grands avantages sur la santé et les régions qui connaissent les plus importantes améliorations de la qualité de l'air ne sont pas nécessairement les mêmes.

Santé Canada a utilisé l'outil pour évaluer les avantages d'une meilleure qualité de l'air (OEAQA) pour estimer le changement dans les risques et les impacts pour la santé.

Les avantages pour la santé visés par l'analyse comprennent un vaste éventail de résultats pour la santé liés à la pollution atmosphérique. Ces résultats 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 même le risque moyen de décès par habitant. Même si les changements relatifs à chaque niveau de risque sont faibles, la réduction de chacun de ces risques procure un avantage social important, en ce qui concerne l'estimation des réductions dans les taux de mortalité annuels ainsi que l'important avantage social lié au risque réduit de mortalité.

Le tableau 19 présente certains des changements estimés dans les résultats cumulatifs pour la santé en 2030 à la suite du projet de règlement. Le tableau affiche également l'estimation de la valeur actualisée totale des améliorations en matière de bien-être social, exprimée en termes économiques (dollars), pour toutes les répercussions sur la santé de 2015 à 2030³⁴. Les avantages totaux pour la santé ont été évalués à 1,4 milliard de dollars, les plus grands avantages étant notés en Alberta (42 % du total), en Saskatchewan (22 %) et au Manitoba (15 %), respectivement.

Table 19: Cumulative Avoided Health Impacts, 2015 to 2030, Selected Health Outcomes*

Region	Premature Mortality	Emergency Room Visits and Hospitalization	Asthma Episodes	Days of Breathing Difficulty and Reduced Activity	Present Value of Total Avoided Health Outcomes (2010 \$M)
Newfoundland and Labrador	10	15	3 254	36 590	\$49
Prince Edward Island	2	4	757	8 146	\$10
Nova Scotia	-	-	-	-	-
New Brunswick	3	7	1 241	11 374	\$15
Quebec	13	22	3 811	60 442	\$66

³⁴ Note that the health outcomes shown in Table 19 are statistical estimates, based in adding up changes in per-capita risks. For example, the AQBAT model predicts that in 2030 these Regulations would reduce mortality risks in Manitoba, resulting in an estimated five fewer premature deaths per year in the province. However, this does not mean that there will be five specific, identifiable individuals who will be "saved" in Manitoba in 2030. Rather, in 2030, it is estimated that the per-capita risk of death will be reduced by about 0.00036% for the average person. Given the estimated population of 1.4 million in Manitoba for 2030, a per-capita risk reduction of 0.00036% can be expected to reduce the total number of deaths province-wide by about five per year. But the "health benefits" of the proposed 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.

³⁴ Il est à noter que les résultats pour la santé présentés dans le tableau 19 sont des estimations statistiques basées sur l'apparition de changements dans les risques par habitant. Par exemple, l'outil pour évaluer les avantages d'une meilleure qualité de l'air (OEAQA) prévoit qu'en 2030 ce règlement réduira les risques de mortalité au Manitoba, ce qui donnerait lieu à une estimation de cinq décès prématurés de moins par année dans la province. Cependant, cela ne signifie pas qu'il y aura cinq individus précis et identifiables qui seront « sauvés » au Manitoba en 2030. On estime plutôt qu'en 2030 le risque de décès par habitant sera réduit d'environ 0,00036 % pour la personne moyenne. Étant donné qu'on estime que la population au Manitoba sera de 1,4 million d'habitants en 2030, une réduction des risques par habitant de 0,00036 % devrait permettre de réduire le nombre total de décès dans l'ensemble de la province d'environ cinq personnes par an. Toutefois, les « avantages pour la santé » de ce projet de règlement ne représentent 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. Il s'agit plutôt des avantages regroupés de la réduction de chaque niveau de risque dans l'ensemble de la province.

**Table 19: Cumulative Avoided Health Impacts,
2015 to 2030, Selected Health Outcomes* — Continued**

Region	Premature Mortality	Emergency Room Visits and Hospitalization	Asthma Episodes	Days of Breathing Difficulty and Reduced Activity	Present Value of Total Avoided Health Outcomes (2010 \$M)
Ontario	32	37	4 743	163 932	\$167
Manitoba	39	49	6 572	183 834	\$207
Saskatchewan	58	76	9 425	236 138	\$306
Alberta	113	147	28 038	580 307	\$587
British Columbia	-4	-4	-578	-17 284	-\$23
Yukon Territory	0	0	0	7	< \$1
Northwest Territories	0	0	8	180	< \$1
Nunavut	0	37	2	77	< \$1
Canada	265	321	57 276	1 263 741	\$1 385

* Reliable estimates of provincial air quality improvements for Nova Scotia are not currently available due to data limitations that prevented the estimation of robust impacts for the province.

**Tableau 19 : Répercussions cumulatives évitées sur la santé,
de 2015 à 2030, résultats sélectionnés pour la santé***

Région	Mortalité prématurée	Visites en salle d'urgence et hospitalisation	Crises d'asthme	Jours durant lesquels on éprouve des difficultés à respirer et on réduit ses activités	Valeur actualisée du total des résultats pour la santé (en millions de dollars de 2010)
Terre-Neuve-et-Labrador	10	15	3 254	36 590	49 \$
Île-du-Prince-Édouard	2	4	757	8 146	10 \$
Nouvelle-Écosse	-	-	-	-	-
Nouveau-Brunswick	3	7	1 241	11 374	15 \$
Québec	13	22	3 811	60 442	66 \$
Ontario	32	37	4 743	163 932	167 \$
Manitoba	39	49	6 572	183 834	207 \$
Saskatchewan	58	76	9 425	236 138	306 \$
Alberta	113	147	28 038	580 307	587 \$
Colombie-Britannique	-4	-4	-578	-17 284	-23 \$
Yukon	0	0	0	7	< 1 \$
Territoires du Nord-Ouest	0	0	8	180	< 1 \$
Nunavut	0	37	2	77	< 1 \$
Canada	265	321	57 276	1 263 741	1 385 \$

* Des évaluations fiables des améliorations de la qualité de l'air à l'échelle provinciale pour la Nouvelle-Écosse ne sont pas accessibles actuellement en raison des limitations des données qui ont empêché une évaluation des impacts robustes pour la province.

10.6.2 Mercury reductions from electricity sector

Mercury is a heavy metal that can be released into the environment as a result of human activity (e.g. primary 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 which humans are most often exposed, primarily through consumption of fish and other seafood.

10.6.2 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 (par exemple 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 groupes électriques, qui représentaient environ 30 % des émissions en 2007.

Une fois qu'il est rejeté dans l'environnement, le mercure peut se transformer 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 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 poisson et de fruits de mer.

Studies have examined the link between exposure to mercury and intellectual quotient (IQ) effects. Neurological damage resulting in impaired prenatal brain development can lead to reduced IQ points, with associated costs for society stemming from direct and indirect loss of earnings and education, and well-being.

The proposed Regulations are estimated to result in a cumulative reduction of 3 982 kg of mercury released to the environment compared to the BAU scenario by 2030 (Table 20). The majority of these reductions are forecast to occur in Saskatchewan (54% of total) followed by Alberta (36%) and Nova Scotia (10%). Although the reduction in coal-fired electricity generation is larger in Alberta than Saskatchewan over 2015 to 2030, the reduction in mercury emissions is lower. This is because the emission intensity of mercury in coal is significantly greater in Saskatchewan than in Alberta.

**Table 20: Mercury Reductions
(Present Value in Millions of \$2010)**

Region	Cumulative, 2015-2030 (kg)	Present Value of Mercury Reductions (\$M)
Saskatchewan	2 143	9
Alberta	1 433	6
Nova Scotia	406	2
Canada	3 982	17

Several studies in the economic literature have estimated and monetized the socio-economic value of mercury-related health impacts. In 2005, Rice and Hammit estimated the value of health benefits from proposed caps on mercury emissions from U.S. power plants. In 2008, Spadaro and Rabl estimated the total global impacts of reduced IQ due to global mercury emissions. In the absence of primary Canadian research, estimates of the value of mercury impacts in the United States will be adopted to Canada for use in this analysis.³⁵

For the impacts of mercury on brain development, Rice and Hammit (2005) estimated that IQ impacts had a value of \$10,000 to \$11,000 per kilogram 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 kilogram (in 2000 U.S. dollars).³⁶

The low value of \$3,900 per kilogram of emissions will be used for the analysis. Adjusting the value of \$3,900 in 2000 U.S. dollars gives a value of \$5,780 in 2010 Canadian dollars. Applying this value to measure the benefits of the 3 982 kg of mercury

Des études ont examiné le lien entre l'exposition au mercure et les effets sur le quotient intellectuel (QI). Des dommages neurologiques entraînant l'altération du développement prénatal du cerveau peuvent réduire les points de QI; ainsi, la société peut avoir à prendre en charge les coûts connexes liés à la perte directe ou indirecte de gains, d'éducation et de bien-être.

Le projet de règlement devrait entraîner la réduction cumulative de 3 982 kg de mercure rejetés dans l'environnement par rapport au scénario de maintien de statu quo d'ici 2030 (tableau 20). La majorité de ces réductions sont prévues en Saskatchewan (54 % du total), suivie de l'Alberta (36 %) et de la Nouvelle-Écosse (10 %). Bien que la réduction de la production d'électricité alimentée au charbon soit plus importante en Alberta qu'en Saskatchewan pour la période allant de 2015 à 2030, la réduction des émissions de mercure est plus faible. Cela est dû à l'intensité de l'émission de mercure qui est considérablement plus importante en Saskatchewan qu'en Alberta.

**Tableau 20 : Réductions du mercure
(valeur actuelle en millions de dollars de 2010)**

Région	Réductions cumulatives 2015-2030 (kg)	Valeur actuelle des réductions de mercure (en millions de dollars)
Saskatchewan	2 143	9
Alberta	1 433	6
Nouvelle-Écosse	406	2
Canada	3 982	17

Plusieurs écrits issus d'études économiques ont estimé et monétisé la valeur socioéconomique des effets du mercure sur la santé. En 2005, Rice et Hammit ont estimé la valeur des avantages pour la santé à partir des plafonnements proposés pour les émissions de mercure libérées par les groupes électriques des États-Unis. En 2008, Spadaro et Rabl ont estimé les effets mondiaux totaux sur la diminution du QI en raison des émissions de mercure mondiales. En l'absence de principales recherches canadiennes, les estimations de la valeur des répercussions du mercure aux États-Unis seront utilisées dans cette analyse et appliquées au Canada.³⁵

En ce qui a trait aux répercussions du mercure sur le développement du cerveau, Rice et Hammit (2005) ont estimé que les répercussions sur le QI représentaient une valeur de 10 000 \$ à 11 000 \$ 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 \$ par kilogramme (en dollars américains de 2000).³⁶

La faible valeur de 3 900 \$ par kilogramme d'émissions sera utilisée pour cette analyse. Si l'on ajuste la valeur de 3 900 \$ en dollars américains de 2000, cela nous donne une valeur de 5 780 \$ en dollars canadiens de 2010. En utilisant cette valeur

³⁵ 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.

³⁶ 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 kilogram of mercury emissions. However, when they took the same methodology they used in their study, and applied it to U.S. data, they came up with a result that was nearly identical to the results of Rice and Hammit. Given the similar results in both of these studies, the results from Rice and Hammit will be adopted for use in this analysis.

³⁵ Il est convenu 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.

³⁶ 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, après avoir appliqué aux données des États-Unis la même méthodologie qu'ils avaient utilisée dans leur étude, ils ont obtenu un résultat qui était pratiquement identique aux résultats de Rice et Hammit. Étant donné la similitude des résultats obtenus dans ces deux études, les résultats de Rice et Hammit seront utilisés pour cette analyse.

expected to be reduced under the proposed Regulations gives a present value of \$17 million (Table 20).³⁷

10.6.3 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 (CHD), hypertension and strokes are among the main adult human health endpoints that have been quantified in previous economic analyses.

Based on coal-fired units reported to the 2005 NPRI, the proposed Regulations are estimated to reduce the annual emissions of lead by 418 kg by 2030.³⁸ This only represents 0.15 % of the total lead releases reported to the 2005 NPRI (excluding open and natural sources). Although some health benefits are expected, the impacts have not been quantified since the reduction would only represent a very small proportion of total lead releases.

11. Summary

The results of the cost-benefit analysis are summarized in Table 21 for various reference years over the study period. The values have been discounted at 3 % and are categorized into terms of quantified costs (generation, increased imports, reduced exports, government) and quantified benefits (avoided generation costs, environmental benefits and health benefits). The values shown for new capital and refurbishment are both net of residual value (RV), since adjustments were made to account for the remaining useful value of assets at the end of the study period. The NPV measures the net benefits (benefits minus costs) for the reference year indicated.

pour mesurer les avantages issus de la réduction des 3 982 kg de mercure qui devraient se produire en vertu du projet de règlement, on obtient une valeur actuelle de 17 millions de dollars (tableau 20).³⁷

10.6.3 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 (QI) chez les enfants d'âge scolaire.

Lorsque l'exposition au plomb touche le QI, elle se traduit par une paie et une productivité futures amoindries, car les individus touchés ne peuvent pas travailler au maximum de leur potentiel dans leur emploi lorsqu'ils deviennent adultes.

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.

Selon les groupes alimentés au charbon signalés dans l'Inventaire national des rejets de polluants de 2005, le projet de règlement devrait réduire les émissions annuelles de plomb de 418 kg d'ici 2030.³⁸ Cela ne représente que 0,15 % de la totalité des rejets de plomb signalés dans l'Inventaire national des rejets de polluants 2005 (à l'exception des sources naturelles et à ciel ouvert). Bien que certains avantages pour la santé soient prévus, les répercussions n'ont pas été quantifiées étant donné que la réduction ne représenterait qu'une faible proportion de la totalité des rejets de plomb.

11. Résumé

Les résultats de l'analyse coûts-avantages sont résumés dans le tableau 21 pour différentes années de référence au cours de la période d'étude. Les valeurs ont été actualisées à 3 % et sont classées en fonction des coûts quantifiés (production, hausse des importations, diminution des exportations, gouvernement) et des avantages quantifiés (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 (VR), étant donné que des ajustements ont été apportés afin de tenir compte de la valeur utile des actifs à la fin de la période d'étude. La valeur actualisée nette (VAN) mesure les avantages nets (avantages moins coûts) pour l'année de référence indiquée.

³⁷ 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 link 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 kilogram. 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.

³⁸ Lead impacts from coal unit closures only. Excludes coal units not reported to NPRI and any lead releases from replacement generation.

³⁷ Veuillez noter que la discussion et les valeurs estimées ci-dessus ne s'appliquent qu'aux répercussions neurologiques entraînées par l'exposition au mercure et aux répercussions connexes sur le QI. Des observations scientifiques récentes prouvent que le mercure est un facteur de risque pour les maladies cardiaques et le décès prématuré. Si l'on inclut les potentielles maladies cardiaques et l'éventuel lien à la mortalité relatifs 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 \$ par kilogramme. En raison de l'incertitude en ce qui concerne 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.

³⁸ Répercussions du plomb provenant uniquement des fermetures de groupes alimentés au charbon. Ne comprend pas les groupes alimentés au charbon non signalés par l'INRP, ni les rejets de plomb provenant de la production de remplacement.

Overall, over 2015 to 2030, the NPV of the proposed Regulations is estimated at \$1.5 billion. This assumes a SCC of \$25/tonne (alternatively, at a SCC of \$100/tonne, the NPV would increase to \$14.5 billion). The total benefits are estimated at \$9.7 billion, largely due to the avoided SCC of carbon (\$4.3 billion), avoided generation costs (\$3.8 billion), and health benefits from reduced smog exposure (\$1.4 billion). The total costs are estimated at \$8.2 billion, largely due to incremental purchase of natural gas fuel (\$4.8 billion), reduced exports and new capital (both at \$1.3 billion).

Dans l'ensemble, de 2015 à 2030, la valeur actualisée nette du projet de règlement est estimée à 1,5 milliard de dollars. Cela suppose un coût social du carbone (CSC) de 25 \$/tonne (autrement, à un coût social du carbone de 100 \$/tonne, la valeur actualisée nette augmenterait à 14,5 milliards de dollars). Les avantages totaux sont estimés à 9,7 milliards de dollars, ce qui est grandement dû au coût social du carbone évité (4,3 milliards de dollars), aux coûts de production évités (3,8 milliards de dollars), et aux avantages pour la santé provenant de la réduction de l'exposition au smog (1,4 milliard de dollars). Les coûts totaux sont estimés à 8,2 milliards de dollars, principalement à cause de l'augmentation des coûts du gaz naturel (4,8 milliards de dollars), de la diminution des exportations et du nouveau capital (tous les deux à 1,3 milliard de dollars).

Table 21: Incremental Cost-Benefit Statement (2015–2030)
[Millions of \$2010]

Category	Base Year: 2015	2020	2025	2030	Total 16 Year (2015–30)	Average Annual
A. Quantified costs						
New capital (net of RV)	830	-5	49	-2,390	1,277	80
Natural gas fuel costs	2	89	358	824	4,753	297
Decommissioning of coal units	0	0	13	11	506	32
Sub-total: Generation costs	832	84	419	-1,555	6,535	408
Increased imports	0	21	28	27	300	19
Reduced exports	0	82	121	104	1,338	84
Government costs	1	1	1	1	13	1
TOTAL COSTS	833	188	569	-1,424	8,185	512
B. Quantified benefits						
B1. Avoided generation costs						
Refurbishment of coal units (net of RV)	0	0	46	-1,060	731	46
Fixed O&M	0	14	15	6	163	10
Variable O&M	12	34	61	92	795	50
Coal fuel costs	-1	82	156	308	2,144	134
Total	11	129	278	-654	3,834	240

Tableau 21 : Énoncé des coûts-avantages supplémentaires (2015-2030)
[En millions de dollars de 2010]

Catégorie	Année de référence : 2015	2020	2025	2030	Total année 16 (2015-2030)	Moyenne annuelle
A. Coûts quantifiés						
Nouveau capital (net de la valeur résiduelle)	830	-5	49	-2 390	1 277	80
Coûts du gaz naturel liés au carburant	2	89	358	824	4 753	297
Mises hors service des groupes au charbon	0	0	13	11	506	32
Total partiel : Coûts de production	832	84	419	-1 555	6 535	408
Hausse des importations	0	21	28	27	300	19
Baisse des exportations	0	82	121	104	1 338	84
Coûts pour le gouvernement	1	1	1	1	13	1
COÛTS TOTAUX	833	188	569	-1 424	8 185	512
B. Avantages quantifiés						
B1. Coûts de production évités						
Remise en état de groupes au charbon (net de la valeur résiduelle)	0	0	46	-1 060	731	46
Coûts fixes de fonctionnement et d'entretien	0	14	15	6	163	10
Coûts variables de fonctionnement et d'entretien	12	34	61	92	795	50
Coûts de l'alimentation au charbon	-1	82	156	308	2 144	134
Total	11	129	278	-654	3 834	240

Table 21: Incremental Cost-Benefit Statement (2015–2030)
[Millions of \$2010] — *Continued*

Category	Base Year: 2015	2020	2025	2030	Total 16 Year (2015–30)	Average Annual
B2. Environmental benefits						
Avoided social costs of carbon (SCC at \$25/tonne)	25	138	319	648	4,338	271
Soiling, visibility, agriculture, timber and recreation	0	2	8	13	91	6
Total	25	140	327	661	4,429	277
B3. Health benefits						
Benefits of reduced levels of smog	0	33	123	195	1,385	87
Mercury	0	1	1	2	17	1
Total	0	34	124	197	1,402	88
TOTAL BENEFITS	37	304	730	204	9,665	604
E. NET PRESENT VALUE	-796	116	160	1,628	1,479	92
E1. Net present value — Avoided SCC at \$100/tonne	-720	530	1,118	3,572	14,493	906

Tableau 21 : Énoncé des coûts-avantages supplémentaires (2015-2030)
[En millions de dollars de 2010] (*suite*)

Catégorie	Année de référence : 2015	2020	2025	2030	Total année 16 (2015-2030)	Moyenne annuelle
B2. Avantages pour l'environnement						
Coûts sociaux du carbone évités (coûts sociaux du carbone à 25 \$/tonne)	25	138	319	648	4 338	271
Souillure, visibilité, agriculture, bois d'œuvre et loisirs	0	2	8	13	91	6
Total	25	140	327	661	4 429	277
B3. Avantages pour la santé						
Avantages de la réduction des niveaux de smog	0	33	123	195	1 385	87
Mercurie	0	1	1	2	17	1
Total	0	34	124	197	1 402	88
AVANTAGES TOTAUX	37	304	730	204	9 665	604
E. VALEUR ACTUALISÉE NETTE	-796	116	160	1 628	1 479	92
E1. Valeur actualisée nette — coûts sociaux du carbone évités à 100 \$/tonne	-720	530	1 118	3 572	14 493	906

The table below reports some corresponding key summary metrics for the cost-benefit analysis. The socio-economic cost per tonne of GHG emissions is approximately \$18/tonne. The socio-economic cost per tonne permits a comparison with other GHG measures such as regulations and programs. Costs are estimated to represent 85% of the benefit. The cost-benefit ratio allows a comparison with other regulations.

Le tableau ci-dessous présente des mesures sommaires clés pour l'analyse coûts-avantages. Le coût socioéconomique par tonne d'émissions de gaz à effet de serre est d'environ 18 \$/tonne. Le coût socioéconomique par tonne permet d'effectuer une comparaison avec les autres mesures de gaz à effet de serre, comme les règlements et les programmes. Les coûts devraient représenter 85 % des avantages. Le ratio coûts-avantages permet d'effectuer une comparaison avec les autres règlements.

Table 22: Summary Metrics (2015–2030)

Category	Base Year: 2015	2020	2025	2030	Total 16 Year (2015–30)	Average Annual
Reduction in GHG emissions (Mt CO ₂ e)	0.9	5.3	12.7	27.2	174.7	11
Cost to benefit ratio					0.85	
Socio-economic cost per tonne of GHG (\$/T) ³⁹					18.20	

Tableau 22 : Résumé des mesures (2015-2030)

Catégorie	Année de référence : 2015	2020	2025	2030	Total année 16 (2015-2030)	Moyenne annuelle
Réduction des émissions de gaz à effet de serre (Mt d'équivalent en CO ₂)	0,9	5,3	12,7	27,2	174,7	11
Ratio coûts-avantages					0,85	
Coût socioéconomique par tonne de gaz à effet de serre (\$/T) ³⁹					18,20	

³⁹ The socio-economic cost per tonne is calculated by subtracting the sum of all of the non-GHG benefits from the total costs of the proposed Regulations and then dividing by the tonnes of GHGs reduced by the measure.

³⁹ Le coût socioéconomique par tonne est calculé en soustrayant la somme de tous les avantages qui ne sont pas liés aux gaz à effet de serre des coûts totaux du projet de règlement, puis en divisant les tonnes de gaz à effet de serre par la mesure.

12. Sensitivity analysis

A sensitivity analysis was conducted for key variables to test the variability of impacts. This requires changing one variable at a time (while holding all other variables/impacts constant). Table 23 shows the results of the sensitivity analysis which are discussed below. Note that although the NPV is highly sensitive to some of the variables, it remains positive under all cases but one.

**Table 23: Results of Sensitivity Analysis
(Millions of \$2010)**

Sensitivity variables	Net present value		
	Lower	Central	Upper
1. Discount rate: 7%, 0%	763	1,479	2,363
2. Sensitivity to natural gas price assumption: +20%, -20%	529	1,479	2,430
3. Sensitivity to coal price assumption: -20%, +20%	1,050	1,479	1,908
4. Refurbishment of end of useful life coal-fired units — 50%	1,114	1,479	n/a
5. Social cost of carbon (\$/tonne) — \$10, \$25, \$100	-1,124	1,479	14,493

12.1 Discount rate

Using a higher discount rate (7%) would lower the NPV to \$763 million. Conversely, applying zero discount rate (0%) would increase the NPV to \$2.4 billion.

12.2 Natural gas price

Natural gas price is a key variable since the costs from incremental natural gas represent almost 60% of total costs. NRCan is currently revising its forecast and, on preliminary basis, has suggested it could go down by as much as 20% from the prices underlying this analysis. As such, for sensitivity analysis, a range of $\pm 20\%$ was applied to NRCan's 2010 natural gas price forecast. This range was assessed by comparing the forecast to the 2011 Reference Case of the Annual Energy Outlook (AEO), published by the U.S. Energy Information Administration (EIA). On an average annual basis, over 2015 to 2030, the EIA national forecasts ranged from -19% to +13% of NRCan's prices for key provinces.

Using the lower gas prices would increase the NPV to \$2.4 billion. Conversely, using the higher gas prices would reduce the NPV to \$529 million. This corresponds to a "break-even" value of 31% (i.e. the NPV remains positive as long as the natural gas prices do not rise by 31% or more, relative to forecast). This highlights the extreme importance of the positive externalities resulting from the proposed Regulations.

12.3 Coal price

Coal price is a key variable since the avoided costs from coal represent over 20% of total benefits. For sensitivity analysis, a range of $\pm 20\%$ was also used on NRCan's coal prices.

12. Analyse de sensibilité

Une analyse de sensibilité a été effectuée pour des variables clés afin d'évaluer la variabilité des répercussions. Cela nécessite le changement d'une variable à la fois (tout en maintenant les autres variables/répercussions constantes). Le tableau 23 présente les résultats de l'analyse de sensibilité qui sont abordés ci-après. Il est à noter que, bien que la valeur actualisée nette soit extrêmement sensible à certaines variables, elle demeure positive dans tous les cas (excepté un).

**Tableau 23 : Résultats de l'analyse de sensibilité
(En millions de dollars de 2010)**

Variables de sensibilité	Valeur actualisée nette		
	Inférieure	Moyenne	Supérieure
1. Taux d'actualisation : 7 %, 0 %	763	1 479	2 363
2. Sensibilité à l'hypothèse sur le prix du gaz naturel : +20 %, -20 %	529	1 479	2 430
3. Sensibilité à l'hypothèse sur le prix du charbon : -20 %, +20 %	1 050	1 479	1 908
4. Remise en état des groupes alimentés au charbon en fin de vie utile — 50 %	1 114	1 479	s.o.
5. Coût social du charbon (en \$/tonne) — 10 \$, 25 \$, 100 \$	-1 124	1 479	14 493

12.1 Taux d'actualisation

L'utilisation d'un taux d'actualisation plus élevé (7 %) diminuerait la valeur actualisée nette à 763 millions de dollars. À l'inverse, le fait de n'appliquer aucun taux d'actualisation (0 %) augmenterait la valeur actualisée nette à 2,4 milliards de dollars.

12.2 Prix du gaz naturel

Le prix du gaz naturel est une variable clé, étant donné que les coûts supplémentaires du gaz naturel représentent près de 60 % des coûts totaux. Ressources naturelles Canada est également en train de réviser ses prévisions et, sur une base préliminaire, a suggéré qu'elles pourraient diminuer d'au moins 20 % par rapport aux prix que sous-entend cette analyse. Par conséquent, pour l'analyse de sensibilité, une fourchette de $\pm 20\%$ a été appliquée aux prévisions de Ressources naturelles Canada relatives au prix du gaz naturel en 2010. Cette fourchette a été évaluée en comparant les prévisions du scénario de référence de 2011 de l'Annual Energy Outlook (AEO), publié par l'Energy Information Administration (EIA) des États-Unis. Sur une base annuelle moyenne, de 2015 à 2030, les prévisions nationales de l'Energy Information Administration étaient comprises entre -19 % et +13 % des prix de Ressources naturelles Canada pour des provinces clés.

L'utilisation de prix du gaz inférieurs augmenterait la valeur actualisée nette à 2,4 milliards de dollars. À l'inverse, l'utilisation de prix du gaz supérieurs diminuerait la valeur actualisée nette à 529 millions de dollars. Cela correspond à une valeur de « seuil de rentabilité » de 31 % (c'est-à-dire la valeur actualisée nette demeure positive tant que les prix du gaz naturel n'augmentent pas de 31 % ou plus). Cela met en évidence la très grande importance des externalités positives découlant du projet de règlement.

12.3 Prix du charbon

Le prix du charbon constitue une variable clé, étant donné que les coûts évités issus du charbon représentent plus de 20 % des avantages. Aux fins de l'analyse de sensibilité, une plage de $\pm 20\%$ a également été utilisée sur les prix du charbon de Ressources naturelles Canada.

Using the higher coal prices would increase the NPV to \$1.9 billion. Conversely, using the lower coal prices would decrease the NPV to \$1.1 billion. The sensitivity of results to coal prices are less than they are to gas prices, as shown by the higher "break-even" value of -69% (i.e. the NPV remains positive as long as the coal prices do not fall by 69% or more, relative to forecast).

12.4 Coal-fired electricity generating units requiring refurbishment

Under the BAU scenario, all coal units that operate beyond their useful life (45 years) were assumed to require refurbishment. A sensitivity analysis was performed assuming that only 50% of coal-fired units would need to be refurbished. This would reduce the NPV by 25% to almost \$1.1 billion, but remaining positive by a significant margin.

12.5 Social cost of carbon

As noted in section 10.5.1, the SCC estimates vary widely depending on the assumptions used. Although the central estimate used an SCC of \$25/tonne, the result was quite sensitive to the SCC. For example, if an SCC of \$100/tonne is used, the NPV would increase from \$1.5 billion to \$14.5 billion.

13. Distributional analysis

Coal and natural gas industries

Coal sector

In 2008, Canada produced approximately 68 Mt of coal.⁴⁰ Almost 50% of total production in Canada is high-value metallurgical coal and thermal (steam) coal exports which will not be affected by the proposed Regulations. Canadian thermal (steam) coal exports currently represent about 8% of production and has been rising in recent years.

Electricity generation makes up about 90% of total coal consumption in Canada. By 2030, the total coal used to generate electricity would decline by 21.6 Mt. The demand reduction comes from Alberta (13.5 Mt), followed by Saskatchewan (6.1 Mt) and Nova Scotia (2 Mt). In 2008, Alberta produced approximately 32 Mt of coal and exported 6 Mt, while Saskatchewan produced 10 Mt and exported a negligible amount (0.001 Mt).⁴¹

Data from Statistics Canada⁴² indicates that coal used by the electricity sector in both Alberta and Saskatchewan is fully supplied by the regional coal producers. In Alberta, almost all coal used in utilities is sub-bituminous and, as of 2008, there were five sub-bituminous mines with a total capacity of 28 Mt/year.⁴³ In Saskatchewan, all coal is lignite and, as of 2008, there were three lignite mines with a total capacity of 13 Mt/year. In contrast, Nova Scotia relies on imports for almost 85% of its total electricity generation, so the domestic production of coal would be less affected.

L'utilisation de prix du charbon supérieurs augmenterait la valeur actualisée nette à 1,9 milliard de dollars. À l'inverse, l'utilisation de prix du charbon inférieurs diminuerait la valeur actualisée nette à 1,1 milliard de dollars. Les prix du charbon sont moins sensibles que les prix du gaz, comme le montre la valeur du « seuil de rentabilité » plus élevée de -69% (c'est-à-dire la valeur actualisée nette demeure positive tant que les prix du charbon ne chutent pas de 69% ou plus par rapport aux prévisions).

12.4 Groupes de production d'électricité alimentés au charbon nécessitant une remise en état

Selon le scénario de maintien du statu quo, on a supposé que tous les groupes au charbon fonctionnant au-delà de leur vie utile (45 ans) exigeaient une remise en état. Une analyse de sensibilité a été réalisée en supposant que seulement 50% des groupes alimentés au charbon devraient être remis à neuf. Cela réduirait la valeur actualisée nette de 25%, soit à près de 1,1 milliard de dollars, tout en la maintenant positive avec une marge importante.

12.5 Coût social du carbone

Tel qu'il est mentionné dans la section 10.5.1, les estimations du coût social du carbone dépendent fortement des hypothèses employées. Bien que l'estimation centrale ait utilisé un coût social du carbone de 25 \$/tonne, le résultat était plutôt sensible à ce coût. Par exemple, si l'on utilise un coût social du carbone de 100 \$/tonne, la valeur nette actualisée augmente de 1,5 milliard de dollars à 14,5 milliards de dollars.

13. Analyse de répartition

Industries du charbon et du gaz naturel

Secteur du charbon

En 2008, le Canada a produit environ 68 Mt de charbon⁴⁰. Près de 50% de la production totale du Canada est constituée d'exportations de charbon métallurgique et thermique (vapeur) à valeur élevée, qui ne seront pas touchées par le projet de règlement. Les exportations canadiennes de charbon thermique (de vapeur) représentent actuellement environ 8% de la production et ont crû au cours des dernières années.

La production d'électricité représente près de 90% de la consommation totale de charbon au Canada. D'ici 2030, la totalité du charbon utilisé pour produire de l'électricité devrait diminuer de 21,6 Mt. La réduction de la demande provient de l'Alberta (13,5 Mt), suivie de la Saskatchewan (6,1 Mt) et de la Nouvelle-Écosse (2 Mt). En 2008, l'Alberta a produit environ 32 Mt de charbon et en a exporté 6 Mt, tandis que la Saskatchewan en a produit 10 Mt et en a exporté un montant négligeable (0,001 Mt)⁴¹.

Les données de Statistique Canada⁴² indiquent que le charbon utilisé par le secteur de l'électricité en Alberta et en Saskatchewan est entièrement approvisionné par les producteurs de charbon régionaux. En Alberta, près de la totalité du charbon utilisé dans les installations est subbitumineux et, depuis 2008, il existe cinq mines subbitumineuses avec une capacité totale de 28 Mt/an⁴³. En Saskatchewan, tout le charbon est lignite et, depuis 2008, il existe trois mines lignites avec une capacité totale de 13 Mt/an. En revanche, la Nouvelle-Écosse s'appuie sur ses importations pour près de 85% de sa production totale d'électricité, de sorte que la production de charbon intérieure serait moins touchée.

⁴⁰ Energy Statistics Handbook, 3rd Quarter 2010, Statistics Canada.

⁴¹ Data for Nova Scotia was not available.

⁴² Electric Power Generation, Transmission and Distribution, Statistics Canada (2007).

⁴³ Overview of Canada's Coal Sector, Natural Resources Canada (2008).

⁴⁰ Guide statistique de l'énergie, 3^e trimestre de 2010, Statistique Canada.

⁴¹ Les données pour la Nouvelle-Écosse n'étaient pas accessibles.

⁴² Production, transport et distribution d'électricité, Statistique Canada (2007).

⁴³ Overview of Canada's Coal Sector, Ressources naturelles Canada (2008).

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. Gas price is set by market fundamentals such as increased industrial demand, increased production levels of gas, and high levels of natural gas in storage. Given it is a highly competitive market, the price of gas in one region differs from the price in another region only by the cost of transportation.

Over 2015–2030, the total natural gas used to generate electricity would increase by 1 165 PJ. The demand increase comes primarily from Alberta (762 PJ), Nova Scotia (192 PJ) and Saskatchewan (176 PJ). This translates into an increase of 16% for the electricity sector.

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; and
- the average yearly price impact would be less than \$0.01/MMBtu over the period considered.

Consumers

It is expected that the cost increase from the proposed Regulations would be passed onto consumers in proportion to their consumption.

From 2015 to 2030, the cumulative (undiscounted) electricity generation costs for Canada would increase by \$3.5 billion as follows for key provinces: Alberta (\$2.8 billion), Manitoba (\$306 million), Nova Scotia (\$216 million) and Saskatchewan (\$179 million). This estimated cost increase would represent approximately 0.63% of the average total electricity bill over 16 years.

Allocating these costs to the 2007 residential customer based on the share of residential revenues to total revenues, and then onto a per-customer basis using average consumption, gives the following estimated cost increases in each of the provinces over a 16-year period:

- Alberta — \$2.14/month (based on 5 814 kWh/year);
- Manitoba — \$1.58/month (based on 16 488 kWh/year);
- Nova Scotia — \$1.20/month (based on 10 382 kWh/year); and
- Saskatchewan — \$0.73/month (based on 9 848 kWh/year).

The estimated cost increases reflect average consumption and the number of customers. Therefore, although the costs to Alberta (\$2.8 billion) are significantly greater than Manitoba, Nova Scotia and Saskatchewan, the province would be allocating costs across a customer base that is about four times as large, which reduces its relative cost increase per customer.

Households who consume more (or less) than the average consumption would pay proportionately more (or less) of the total costs. Note that these costs exclude the impact of imports, exports and government costs since these would be difficult to allocate to consumers of a specific province.

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 l'augmentation de la demande industrielle, des niveaux de production du gaz et des quantités importantes de gaz entreposé. Étant donné la forte concurrence du marché, le prix du gaz varie d'une région à une autre en fonction du coût du transport uniquement.

De 2015 à 2030, la quantité totale de gaz naturel utilisée pour produire de l'électricité augmenterait de 1 165 PJ. L'augmentation de la demande surviendrait principalement en Alberta (762 PJ), en Nouvelle-Écosse (192 PJ) et en Saskatchewan (176 PJ), respectivement. Cela se traduirait par une hausse de 16% dans le secteur de l'électricité.

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.

Consommateurs

On s'attend à ce que l'augmentation du coût issue du projet de règlement soit assumée par les consommateurs proportionnellement à leur consommation.

Entre 2015 et 2030, les coûts (non actualisés) cumulatifs de la production d'électricité pour le Canada augmenteraient de 3,5 milliards de dollars dans les provinces clés suivantes : en Alberta (2,8 milliards de dollars), au Manitoba (306 millions de dollars), en Nouvelle-Écosse (216 millions de dollars) et en Saskatchewan (179 millions de dollars). L'estimation d'augmentation de coût devrait représenter environ 0,63% de la facture d'électricité moyenne totale sur 16 ans.

L'attribution de ces coûts au client résidentiel en 2007 en fonction de la part des revenus résidentiels par rapport aux revenus totaux, puis sur la base du client en utilisant une consommation moyenne, donne les estimations d'augmentation de coûts suivantes dans chaque province sur une période de 16 ans :

- Alberta — 2,14 \$/mois (basé sur 5 814 kWh/an);
- Manitoba — 1,58 \$/mois (basé sur 16 488 kWh/an);
- Nouvelle-Écosse — 1,20 \$/mois (basé sur 10 382 kWh/an);
- Saskatchewan — 0,73 \$/mois (basé sur 9 848 kWh/an).

Les estimations d'augmentation de coût reflètent la consommation moyenne et le nombre de consommateurs. Par conséquent, bien que les coûts de l'Alberta (2,8 milliards de dollars) soient considérablement supérieurs à ceux du Manitoba, de la Nouvelle-Écosse et de la Saskatchewan, la province attribuerait les coûts sur une clientèle qui est environ quatre fois plus importante, ce qui réduit son coût relatif par consommateur.

Les ménages qui consomment plus (ou moins) que la consommation moyenne paieraient proportionnellement plus (ou moins) des coûts totaux. Il est à noter que ces coûts excluent l'incidence des importations, des exportations et des coûts pour le gouvernement, étant donné qu'il serait difficile de les attribuer aux consommateurs d'une province particulière.

Employment

The proposed Regulations would affect jobs in terms of the closure of coal-fired electricity generating facilities, as well as possibly coal mining if there are dedicated mines to that plant. However, these impacts are expected to be low for various reasons. First, the electricity sector is highly capital-intensive and would be somewhat offset in Alberta and Saskatchewan by the incremental western gas production activity that would be stimulated by the proposed Regulations. Second, employment impacts are considered to be transitional impacts and the unemployed will eventually find new jobs within the economy. As such, national and regional employment impacts are expected to be negligible under the proposed Regulations.

Competitiveness impacts*Electricity*

The proposed Regulations are expected to result in increases in electricity prices paid by industrial sectors. However, such impacts are expected to be small. For example, it is estimated that for pulp and paper and chemicals sectors the cost increases over a 16-year period would be about one-tenth of one percent of total industry costs. In general, the competitiveness impacts would be mitigated by the ability to pass some of these costs onto consumers.

Natural gas prices

One of the concerns identified by stakeholders relate to the impact of the proposed Regulations on the price of natural gas and more 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);
- the chemicals sector that uses gas as both a feedstock and process fuel, which is significant in terms of overall costs; and
- the pulp and paper sector — Industry Canada estimates energy accounts for 15% of overall pulp and paper costs. Additionally EIA estimates that 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, with an average yearly price impact of less than \$0.01/MMBtu over the period considered.

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 2008, GHG emissions from the electricity generation sector contributed around 16% to Canada's inventory of emissions. These were mainly from coal-fired electricity generation, which represent 78% of total electricity sector emissions.

Emploi

Le projet de règlement aurait des répercussions sur les emplois en raison de la fermeture des installations de production d'électricité alimentées au charbon, de même que la fermeture éventuelle des mines de charbon, si celles-ci sont liées à ces installations. Toutefois, on s'attend à ce que ces répercussions soient minimales pour diverses raisons. Tout d'abord, le secteur de l'électricité est très capitalistique et serait en quelque sorte compensé en Alberta et en Saskatchewan par l'augmentation de l'activité de production de gaz dans l'Ouest qui serait stimulée par le projet de règlement. Ensuite, les répercussions sur l'emploi ne devraient être que transitoires et les personnes sans emploi finiront par trouver un nouvel emploi dans l'économie. Dans cette optique, les répercussions du projet de règlement sur l'emploi à l'échelle nationale et régionale devraient être négligeables.

Répercussions sur la compétitivité*Électricité*

On s'attend à ce que le projet de règlement entraîne une augmentation des prix de l'électricité payée par les secteurs industriels. Toutefois, ces répercussions devraient être minimales. Par exemple, l'augmentation des coûts pour les secteurs de la fabrication de pâtes et papiers et des produits chimiques sur une période de 16 ans devrait être d'environ un dixième de un pour cent des coûts totaux de l'industrie. En règle générale, les répercussions sur la compétitivité devraient être atténuées par la possibilité de transposer certains de ces coûts aux consommateurs.

Prix du gaz naturel

L'une des préoccupations soulevées par les intervenants concerne l'incidence du projet de règlement sur le prix du gaz naturel et, plus 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 recourt au gaz en tant que matière première et combustible, qui sont importants en termes de coûts généraux;
- le secteur des pâtes et papiers — Industrie Canada estime que l'énergie compte pour 15 % de l'ensemble des coûts des pâtes et papiers. En outre, l'Energy Information Administration estime que 50 % des exigences énergétiques de ce secteur sont autoproduites en utilisant des résidus et des sous-produits ligneux (liqueur noire).

Comme il a été mentionné précédemment, l'étude de Ziff Energy a indiqué que l'incidence du projet de règlement sur les prix du gaz ne serait pas importante, avec un impact moyen annuel sur le prix de moins de 0,01 \$/MBtu au cours de la période de référence.

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 2008, les émissions de gaz à effet de serre provenant du secteur de la production d'électricité ont contribué à environ 16 % de l'inventaire des émissions du Canada. Ces émissions provenaient principalement de la production d'électricité au charbon, qui représente 78 % du total des émissions du secteur de l'électricité.

The Government of Canada's approach to addressing climate change is based on the principle of balancing environmental and economic considerations. The proposed 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 and more efficient compared to a cap-and-trade system and provides more certain economic signals to decision makers considering new or replacement power generation plants. In addition, through consultations, industry and provincial stakeholders have expressed widespread support of the proposed 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 reduction of approximately 175 Mt CO₂e of GHG emissions over a period of 16 years. The incremental cost of achieving these reductions is estimated to be \$8.2 billion over the same period with associated benefits of \$9.7 billion or a net benefit of approximately \$1.5 billion. Depending on the province affected, the additional generation costs are estimated to be small, ranging from \$0.73/month to \$2.14/month for a typical average household over the 16-year period. On a national basis, the socio-economic cost per tonne of GHGs reduced under the proposed Regulations is estimated to be \$18/tonne.

As a consequence of the above, the proposed 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.

Consultation

Over the past year, the Government of Canada held 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. Discussions centered on the Government's intention to develop regulations to reduce GHG emissions from coal-fired electricity generation. The Government of Canada met with stakeholders again in a series of face-to-face meetings over the summer and fall 2010 to obtain additional information that helped inform the drafting of the proposed Regulations. Targeted consultations were held with the provincial governments, industry, NGOs, and groups such as the Federal, Provincial and Territorial Working Group on Domestic Climate Change, the Canadian Council of Chief Executives, and the Canadian Electricity Association.

Overall, industry and provincial stakeholders have expressed support of the proposed regulated performance standard approach, but did have questions regarding how the proposed Regulations would affect specific units or align with existing provincial regulatory programs. Among the non-governmental organizations consulted, some had questions regarding the exclusion of biomass, CO₂ emissions and a need to ensure that CCS provisions are not abused. 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 and sets out the current thinking on approaches for addressing them.

En ce qui concerne la lutte contre les changements climatiques, l'approche du gouvernement du Canada est fondée sur le principe qu'il faut assurer un équilibre entre les considérations environnementales et économiques. L'approche de la norme de rendement réglementée offre la certitude réglementaire nécessaire pour le secteur de l'électricité à un moment où le secteur fait face à une considérable variation des stocks de capital, elle est plus simple et plus efficace (sur le plan administratif) que le système de plafonnement et d'échange et elle offre plus de signaux économiques certains aux décideurs qui envisagent de construire ou de remplacer des installations de production d'électricité. Par ailleurs, grâce à des consultations, des intervenants de l'industrie et des provinces ont exprimé leur appui général de la proposition d'approche de 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 d'environ 175 Mt de CO₂e provenant des émissions de gaz à effet de serre sur 16 ans. Le coût différentiel pour parvenir à ces réductions est estimé à 8,2 milliards de dollars sur la même période avec des avantages connexes de 9,7 milliards de dollars ou un avantage net d'environ 1,5 milliard de dollars. Selon la province concernée, les coûts de production supplémentaires devraient être minimes, allant de 0,73 \$/mois à 2,14 \$/mois pour un ménage moyen typique sur la période de 16 ans. À l'échelle nationale, le coût socioéconomique par tonne de gaz à effet de serre réduit en vertu du projet de règlement devrait s'élever à 18 \$/tonne.

En vertu de ce qui vient d'être mentionné, le projet de 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.

Consultation

L'année dernière, le gouvernement du Canada a tenu des consultations avec le secteur des groupes électriques alimentés 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, c'est-à-dire les provinces les plus dépendantes en matière de production d'électricité à partir du charbon. Les discussions ont porté sur l'intention du gouvernement d'élaborer un règlement pour réduire les émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'électricité au charbon. Le gouvernement du Canada a de nouveau rencontré les intervenants au cours d'une série de réunions individuelles pendant l'été et l'automne 2010 afin d'obtenir les renseignements supplémentaires qui ont permis d'éclairer la rédaction du projet de règlement. Les consultations ciblées ont eu lieu avec les gouvernements provinciaux, l'industrie, des organisations non gouvernementales, des groupes tels que le groupe de travail fédéral-provincial-territorial sur les changements climatiques nationaux, le Conseil canadien des chefs d'entreprise et l'Association canadienne de l'électricité.

Dans l'ensemble, les intervenants provinciaux et ceux de l'industrie ont exprimé leur soutien à l'approche de la norme de rendement réglementée, mais avaient des questions concernant la façon dont le projet de règlement aurait une incidence sur des groupes précis ou sur la façon dont il serait harmonisé avec les programmes de réglementation provinciaux existants. Parmi les organisations non gouvernementales consultées, certaines avaient des questions concernant l'exclusion de la biomasse, les émissions de CO₂ et sur la nécessité de veiller à ce que les dispositions sur le captage et la séquestration du CO₂ ne soient pas utilisées de façon abusive. 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; il décrit la réflexion actuelle concernant les approches pour répondre à ces enjeux.

14. Level of performance standard

The Government introduced that it was considering a performance standard to be set within the range of 360 tonnes of CO₂/GWh to 420 tonnes of CO₂/GWh. The lower end of the range (360 tonnes of CO₂/GWh) reflects the emissions performance of a natural gas combined cycle (NGCC) unit operating under optimum conditions; that is, a new, large, high-efficiency unit achieving a high rate of fuel conversion efficiency, operating at a high-capacity factor, and located at sea level.

It was articulated that the majority of NGCC units operating in Canada do not meet these conditions and cannot achieve emission rates of 360 tonnes of CO₂/GWh, and, as such, the majority of industry stakeholders are supportive of a performance standard of 420 tonnes of CO₂/GWh. When faced with any level of standard within the range identified, the response options for the coal-fired electricity generation units do not change as they will have to either close or make significant investments. However, for units that continue or begin operation, a lower standard will ensure even lower yearly CO₂ emissions (e.g. CCS units would need to capture more CO₂ emissions to meet a lower standard). In addition, the level used will become a consideration in any potential future discussions regarding a performance standard for natural gas units. As a result, the Government is proposing to move forward with a performance standard of 375 tonnes of CO₂/GWh.

15. Definition of old or end of useful life unit

Some industry members have raised concerns regarding elements of the proposed end of useful life definition. In particular, concerns were raised with respect to how the proposed Regulations will address existing power purchase agreements and whether they will accommodate the date when units start burning coal instead of the date that the unit began operating (for example, with another fuel).

15.1 Power purchase agreements

With respect to power purchase agreements (PPAs), they claim 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.

It is the understanding of the Government that PPAs, as part of their establishment, included consideration of asset amortization (i.e. investment cost recovery). With an interest to primarily limit stranding investment assets and economic impacts, the proposed end of useful life definition allows for the later of 45 years from their date of commercial operation or the end of the power purchase agreement. This provision would be limited to PPAs expiring by 2020. However, for circumstances where PPAs end early, a transitional provision will be included whereby an old unit that is subject to a PPA would receive a deferral of the performance standard for up to three years beyond the expiry date of the PPA, up until December 31, 2016.

14. Niveau de norme de rendement

Le gouvernement a mentionné qu'il envisageait d'établir une norme de rendement pour la plage allant de 360 tonnes de CO₂/GWh à 420 tonnes de CO₂/GWh. La valeur inférieure de la plage (360 tonnes de CO₂/GWh) montre que le rendement des émissions d'un groupe à cycle combiné alimenté au gaz naturel (CCGN) en exploitation dans des conditions optimales, c'est-à-dire un grand groupe hautement efficace qui atteint un haut niveau de conversion de combustible, qui est exploité à un facteur de capacité élevé et qui est situé au niveau de la mer.

Il a été souligné que la majorité des groupes à cycle combiné alimentés au gaz naturel (CCGN) qui sont exploités au Canada ne répondent pas à ces conditions et ne peuvent pas atteindre les taux d'émissions de CO₂ de 360 tonnes/GWh; par conséquent, la majorité des intervenants de l'industrie sont en faveur d'une norme de rendement de 420 tonnes de CO₂/GWh. Lorsque les groupes de production d'électricité alimentés au charbon doivent composer avec un niveau de norme se situant dans la plage définie, leurs options de réponse ne changent pas puisqu'ils devront soit fermer, soit procéder à des investissements importants. Toutefois, en ce qui concerne les groupes qui continuent ou commencent leur exploitation, une norme inférieure garantira des émissions annuelles de CO₂ encore plus faibles (par exemple, les groupes de captage et de séquestration du carbone devront intercepter plus d'émissions de CO₂ pour répondre à une norme inférieure). En outre, le niveau de norme utilisé deviendra un point à prendre en considération dans les discussions futures possibles concernant une norme de rendement pour les groupes à gaz naturel. Par conséquent, le gouvernement propose d'aller de l'avant avec une norme de rendement de 375 tonnes de CO₂/GWh.

15. Définition de groupe en fin de vie utile

Certains membres de l'industrie ont soulevé des préoccupations quant à des éléments de la définition de la fin de vie utile. En particulier, des préoccupations ont été émises par rapport à la façon dont le projet de règlement gèrera les ententes d'achat d'électricité existantes et s'il sera flexible sur la date à laquelle les groupes commencent à être alimentés au charbon au lieu de la date à laquelle ils commencent à être exploités (par exemple avec un autre combustible).

15.1 Ententes d'achat d'électricité

En ce qui concerne les ententes d'achat d'électricité, les intervenants affirment qu'à la signature d'une telle entente, ils s'attendent 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.

Pour le gouvernement, les ententes d'achat d'électricité, dans le cadre de leur établissement, tiennent compte de l'amortissement de l'actif (c'est-à-dire le recouvrement des coûts d'investissement). Afin de limiter principalement les investissements non recouvrables et les répercussions économiques, la définition proposée pour la fin de vie utile permet l'exploitation d'un groupe pendant 45 ans à partir de sa date d'exploitation commerciale ou à la fin de l'entente d'achat d'énergie, selon la dernière de ces éventualités. Cette clause serait limitée par l'expiration des ententes d'achat d'électricité d'ici 2020. Toutefois, dans le cas où une entente d'achat d'électricité se terminera précocement, une disposition transitoire sera incluse selon laquelle un groupe en fin

15.2 Rebase the useful life of units

Specific stakeholders expressed concern about having a unit that started operation as an oil-fired unit, but then was re-commissioned to burn coal. Accordingly, they contend that the end of 45 years of useful life date should commence when the unit began burning coal instead of the date when the unit initially began operation.

The Government appreciates their concern to rebase the start date of the unit, 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 proposed Regulations will allow for an 18-month life extension for units that converted from oil to coal prior to June 23, 2010.

16. Carbon capture and storage (CCS) issues

16.1 Requirements for deferral for new units

The approach presented in June 2010 proposed an exemption until 2025 for new units that incorporate technology for CCS. In consultations with stakeholders, there was broad support for this provision.

Providing a deferral until 2025 is considered reasonable as it is expected that CCS technology will be commercially viable by that time.

It is recognized that the risk of a new unit closing after receiving this exemption is considered low, but construction milestones will still be required within the proposed Regulations. In summary, for new units to be granted a time-limited deferral from the performance standard, the applicant would have to submit documentation and demonstrate commitment and ability to meet regulated construction milestones. In order to maintain the deferral, these units need to comply with each regulated milestone including, among others, the completion of studies by January 1, 2020, the capture of CO₂ by January 1, 2024, and the compliance with the performance standard on or before January 1, 2025.

16.2 Requirements for deferral for old units

A number of companies have advocated that the deferral should also be available for old units. Unlike new units, the potential for taking advantage of the system is greater for old units as the capital investment in these units has already been recovered, and an old unit could simply treat this provision as an opportunity to defer closure until 2025. Therefore, the criteria for deferral for old life units will be more stringent than for new units, where regulated construction milestones are to be completed within six years of their end of useful life date. At that time, they will be required to capture at 30% until January 1, 2025, and then meet the performance standard thereafter.

de vie utile qui est assujéti à une entente d'achat d'électricité aura droit à un report de la norme de rendement pour une période allant jusqu'à trois ans suivant la date d'expiration de l'entente d'achat d'électricité, jusqu'au 31 décembre 2016.

15.2 Rétablir la base de la vie utile des groupes

Certains intervenants ont exprimé leurs préoccupations quant au fait qu'ils ont un groupe qui a commencé ses activités en tant que groupe au pétrole, mais qui a ensuite été converti en groupe au charbon. Par conséquent, ils affirmaient que la date de fin de vie utile de 45 ans devrait commencer lorsque le groupe a démarré ses activités avec la combustion de charbon au lieu de sa date d'exploitation initiale.

Le gouvernement est conscient de leur inquiétude quant au rétablissement de la date de début d'exploitation d'un groupe, mais il reconnaît également que le groupe a commencé à générer des revenus et à recouvrer ses coûts d'investissement au moment où il a démarré ses activités, et non lorsqu'il a commencé à recourir à la combustion de charbon. Ainsi, le projet de règlement accordera une prolongation de 18 mois aux groupes qui se sont couverts du pétrole au charbon avant le 23 juin 2010.

16. Problèmes liés au captage et à la séquestration du carbone

16.1 Exigences de report pour les groupes nouveaux

La démarche présentée en juin 2010 propose une exemption jusqu'en 2025 pour les groupes nouveaux qui intègrent la technologie pour le captage et la séquestration du carbone. Dans le cadre des consultations avec les intervenants, ceux-ci étaient largement en faveur de cette disposition.

On considère qu'il est raisonnable d'offrir un report jusqu'en 2025, car on s'attend à ce que la technologie de captage et de séquestration du carbone soit viable sur le plan commercial d'ici là.

Il est reconnu que le risque que court un groupe nouveau après avoir été exempté est jugé faible, mais il n'empêche que des jalons de construction seront requis dans le cadre du projet de règlement. En résumé, pour qu'un groupe nouveau se voie accorder un report temporaire de la norme de rendement, le demandeur doit présenter des documents démontrant son engagement et sa capacité de respecter les jalons de construction réglementaires. Afin de maintenir le report, ces groupes doivent respecter chacun des jalons réglementaires, notamment, mais sans s'y limiter, la réalisation d'études d'ici le 1^{er} janvier 2020, le captage de CO₂ d'ici le 1^{er} janvier 2024 et le respect de la norme de rendement le 1^{er} janvier 2025 ou avant cette date.

16.2 Exigences de report pour les groupes en fin de vie utile

Un certain nombre d'entreprises recommandaient le fait que le report soit également accessible aux groupes en fin de vie utile. Contrairement aux groupes nouveaux, la possibilité de tirer parti du système est plus élevée pour les groupes en fin de vie utile, étant donné que les investissements en capital dans ces groupes ont déjà été recouverts et qu'un groupe en fin de vie utile pourrait simplement se servir de cette disposition pour reporter sa fermeture jusqu'en 2025. Par conséquent, les critères de report pour les groupes en fin de vie utile seront plus rigoureux que pour les groupes nouveaux; ces critères exigeront que les jalons de construction réglementaires soient terminés dans les six ans suivant la fin de vie utile du groupe. À ce moment, les groupes concernés devront procéder au captage à un taux de 30% jusqu'au 1^{er} janvier 2025, puis respecter la norme de rendement par la suite.

16.3 Additional CCS issues

16.3.1 Incentive for CCS projects

Some industry and provincial members 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 long before July 1, 2015, and consequently will be able to operate for a significant number of years until the end of their 45 years of useful life is reached, leaving no incentive in the proposed Regulations to proceed with CCS.

As a result, if an existing unit employs CCS technology and captures at 30% for 5 years before they are required to meet the performance standard, they can apply to transfer to an old unit an 18-month deferral from the performance standard in recognition of their early action. These units must be of similar sizes, have a common owner and be in the same province. CO₂ emissions that are released from the old unit for operating an additional 18 months are balanced by the requirement for the existing unit to capture at 30% for 5 years.

Other stakeholders have requested flexibility in the proposed Regulations to allow them to incorporate lessons learned from retrofitting their units with CCS into their decision making for retrofitting additional units in the future. The provision previously discussed that would allow old units to be eligible for a deferral if they incorporate technology for CCS would accommodate such requests.

16.3.2 Abuse of CCS provisions

The possibility of the CCS deferral provision being used as a way to avoid the performance standard was raised as an issue during consultations.

The Government shares this concern and has developed within the proposed Regulations stringent and regulated milestones to ensure that units that receive a CCS deferral are taking real steps to implement CCS and meet the performance standard.

Further, the proposed Regulations explicitly recognize the risk of abuse is greater for old units that receive a CCS deferral. As a result, these units will have to meet the same regulated milestones, but must do so sooner than new units.

17. Substitution of units

Certain stakeholders have inquired about the possibility of a "substitution" provision that would allow them to choose which unit they close down. Their rationale is that, for system efficiency reasons, they would prefer to shut down a newer unit, which is not yet subject to the proposed Regulations, instead of one of their older units.

16.3 Autres problèmes liés au captage et à la séquestration du carbone

16.3.1 Incitation pour les projets de captage et de séquestration du carbone

Certains membres 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 bien avant le 1^{er} juillet 2015 et, par conséquent, seront en mesure de fonctionner pendant un nombre important d'années jusqu'à la fin de leur vie utile de 45 ans, ce qui, dans le cadre du projet de règlement, ne laisse place à aucune mesure incitative pour aller de l'avant avec le captage et la séquestration du carbone.

Ainsi, si un groupe existant utilise des technologies de captage et de séquestration de carbone à un taux de 30 % pendant 5 ans avant de devoir respecter la norme de rendement, ils peuvent demander un transfert du report de 18 mois de la norme de rendement vers le groupe en fin de vie utile en reconnaissance de leurs mesures précoces. Ces groupes doivent être de tailles similaires, avoir un même propriétaire et se situer dans la même province. Les émissions de CO₂ rejetées par le groupe en fin de vie utile pendant les 18 mois supplémentaires d'exploitation sont compensées par le fait que le groupe existant devra procéder au captage à un taux de 30 % pendant 5 ans.

D'autres intervenants ont demandé de la flexibilité dans le projet de règlement leur permettant d'intégrer les leçons apprises sur la modernisation de leurs groupes avec le captage et la séquestration du carbone dans leur prise de décisions pour des modernisations supplémentaires de leurs groupes à l'avenir. La disposition précédemment évoquée, qui pourrait autoriser des groupes en fin de vie utile à être admissibles à un report s'ils intègrent la technologie de captage et de séquestration du carbone, tiendrait compte de telles demandes.

16.3.2 Abus relatif aux dispositions sur le captage et la séquestration du carbone

Le fait que la disposition de report de captage et de séquestration du carbone puisse être utilisée comme moyen d'éviter la norme de rendement fait partie des enjeux évoqués pendant les consultations.

Le gouvernement partage cette préoccupation et a élaboré des jalons rigoureux et réglementés dans le projet de règlement afin de veiller à ce que les groupes qui se voient accorder un report de captage et séquestration du carbone prennent vraiment des mesures pour mettre en place le captage et la séquestration du carbone et afin qu'ils respectent la norme de rendement.

En outre, le projet de règlement reconnaît explicitement que le risque d'abus est plus important pour les groupes en fin de vie utile qui se voient accorder un report de captage et séquestration du carbone. Par conséquent, ces groupes devront respecter les mêmes jalons réglementaires, mais devront s'y plier avant les groupes nouveaux.

17. Substitution de groupes

Certains intervenants ont demandé la possibilité d'une disposition de « substitution » qui leur permettrait de choisir le groupe qui doit fermer ses portes. Leur raisonnement est que, pour des raisons d'efficacité du système, il est préférable de fermer un groupe récent qui n'est pas encore assujéti au projet de règlement.

The proposed Regulations include a provision whereby an existing unit can assume the performance standard obligation of an old unit so long as the units being substituted are of similar sizes (thus reducing emissions by an equivalent amount), have a common owner and are located in the same province. The exemption of the old unit will last until the date by which the existing unit would reach its own end of 45 years of useful life.

18. Petroleum coke (petcoke)

The proposal announced in June 2010 covers only units that burn coal. However, stakeholders have raised the issue that petcoke produces more GHG emissions and more sulphur dioxide emissions than does coal and switching from coal to petcoke could be used to circumvent the proposed Regulations.

The Government is of the perspective that allowing such a fuel switch would be accommodating a circumvention of the proposed Regulations, so it explicitly includes petcoke as a covered fuel within the proposed Regulations.

19. Standby units

Certain stakeholders argued that specific units are intended to operate as “standby” units in order to respond to exceptional circumstances where the supply of electricity may be compromised. To be available for that purpose, the units must run constantly at a low level.

Standby units will need to maintain operation at or below 7% of their capacity. The performance standard will come into force for standby units on January 1, 2020.

20. Other issues raised

20.1 Equivalency agreements

Some provinces have expressed their desire for equivalency agreements. Their rationale is that some provincial regulations will provide greater GHG reductions at lesser cost than the federal regulations.

Equivalency agreements with provinces, under which the federal regulations would stand down and the provincial regime would apply, could be established under CEPA 1999 if there is an enforceable provincial regime that would deliver an equivalent environmental outcome. This may be considered once the proposed Regulations are in force.

20.2 Development of a standard for natural gas electricity generating units

There has been virtual consensus among stakeholders that it would be desirable for the federal government to provide clarity regarding the regulatory requirements for new natural gas-fired units. Their argument is that the proposed coal-fired Regulations will likely spur the construction of new natural gas-fired units, adding to the effect of other drivers such as low natural gas prices; it would therefore be better to know sooner rather than later what expectations are regarding the performance of such units.

In response, the Government has indicated that the current focus of efforts is to develop the performance standard for coal-fired units.

Le projet de règlement inclut une disposition selon laquelle un groupe existant peut respecter l'obligation de la norme de rendement pour un groupe en fin de vie utile tant que les groupes substitués sont de taille similaire (réduisant ainsi des quantités équivalentes d'émissions), qu'ils ont un même propriétaire et qu'ils sont situés dans la même province. L'exemption du groupe en fin de vie utile durera jusqu'à la date à laquelle le groupe existant atteindra sa propre fin de vie utile de 45 ans.

18. Coke de pétrole

La proposition annoncée en juin 2010 concerne seulement les groupes fonctionnant au charbon. Cependant, les intervenants ont soulevé le problème étant que le coke de pétrole génère plus d'émissions de gaz à effet de serre et de dioxyde de soufre qu'en génère la combustion du charbon, et que l'abandon du charbon au profit du coke de pétrole pourrait servir à contourner le projet de règlement.

Le gouvernement pense que permettre un tel échange de combustible favoriserait le contournement du projet de règlement; il a donc explicitement inclus le coke de pétrole comme combustible couvert par le projet de règlement.

19. Groupes de soutien

Certains intervenants ont souligné que des groupes spécifiques sont conçus pour fonctionner « en attente » afin de répondre à des circonstances exceptionnelles où l'approvisionnement en électricité peut être compromis. Pour que ces groupes soient disponibles à cette fin, ils doivent constamment être exploités à bas niveau.

Les groupes de soutien devront maintenir une exploitation égale ou inférieure à 7 % de leur capacité. La norme de rendement entrera en vigueur pour les groupes de soutien le 1^{er} janvier 2020.

20. Autres enjeux soulevés

20.1 Accords en matière d'équivalence

Certaines provinces ont exprimé leur souhait d'une mise en place d'accords d'équivalence. Leur raisonnement est que certains règlements provinciaux permettront des réductions des émissions de gaz à effet de serre à moindre coût par rapport à la réglementation fédérale.

Des accords d'équivalence avec les provinces, en vertu desquels la réglementation provinciale prime sur la réglementation fédérale, pourraient être établis conformément à la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [LCPE (1999)] s'il existe un régime provincial applicable qui permettrait d'obtenir un résultat environnemental équivalent. Cela pourra être envisagé une fois que le projet de règlement sera en vigueur.

20.2 Élaboration d'une norme pour les groupes de production d'électricité alimentés au gaz naturel

Il y a eu un consensus virtuel parmi les intervenants selon lequel il est souhaitable que le gouvernement fédéral fournisse des éclaircissements quant aux exigences réglementaires pour les groupes nouveaux alimentés au gaz naturel. L'argument qu'ils avancent est que le projet de règlement sur les groupes au charbon stimulera probablement la construction de groupes nouveaux alimentés au gaz naturel, ce qui renforcerait d'autres facteurs tels que la baisse des prix du gaz naturel. Il serait donc préférable de savoir dans les plus brefs délais quelles sont les attentes concernant le rendement de tels groupes.

En réponse, le gouvernement a indiqué qu'il concentre actuellement ses efforts sur l'élaboration de la norme de rendement pour les groupes alimentés au charbon.

20.3 Exclusion of CO₂ emissions from biomass

The exclusion of CO₂ emissions from biomass from the performance standard was raised as an issue during consultations.

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 Regulations are consistent with the IPCC treatment of biomass combustion.

20.4 Impacts on natural gas and electricity prices

The proposed Regulations intend to result in increased electricity supply from low- and non-emitting generating sources, including additional generation from natural gas. In addition, as regulatees respond to the proposed Regulations, they may transfer costs to consumers in the form of higher electricity prices. Both of these issues were raised during consultations with user-group stakeholders.

With respect to natural gas, the proposed Regulations are expected to increase its demand in the electricity sector by 16%, which would account for less than 1% of the overall North American market.

The Government of Canada met with representatives from the chemicals, fertilizer and steel sectors to discuss the proposed Regulations. The key issues and concerns raised at these meetings and the Government's response are summarized below.

20.4.1 Chemicals

- A significant portion of costs for inorganic chemical products companies is electricity, so higher electricity prices will have an impact.
- Natural gas is the number one feedstock for polyethanol, so there is a concern about the impact on natural gas prices.
- The change in the price of natural gas would impact the demand for natural gas (and where the supply is sold), which in turn could impact the opportunity to capture liquids.
- Co-generation is important to the petrochemical sector which needs processed steam. As generation switches to natural gas, coal is no longer an option for steam generation. The petrochemical sector needs co-generation or else it will switch to bunker fuels.

20.4.2 Fertilizers

- The use of natural gas is an important input for fertilizer manufacturing and it represents a large portion of costs on a cost-production basis.
- Any resulting increase in natural gas prices will be passed on to the fertilizer industry, which may not be able to pass it on to customers.
- The absolute natural gas prices are not what is important — the price in North America relative to those of other competitive areas of the world (Trinidad, South America, Russia, etc.) is.

20.3 Exclusion des émissions de CO₂ provenant de la biomasse

L'exclusion des émissions de CO₂ provenant de la biomasse de la norme de rendement fait partie des enjeux évoqués pendant les consultations.

La méthode de comptabilisation des gaz à effet de serre pour le rapport d'inventaire national est fondée sur les lignes directrices du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) de 2006. 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 est conforme au traitement de la combustion de la biomasse du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat.

20.4 Répercussions sur les prix de l'électricité et du gaz naturel

Le projet de règlement a pour but d'entraîner une augmentation de l'approvisionnement en électricité provenant de sources de production d'énergie à faibles émissions ou non émettrices, y compris une production supplémentaire de gaz naturel. En outre, au fur et à mesure que les entités réglementées répondent au projet de règlement, elles peuvent transposer les coûts aux consommateurs sous la forme de prix de l'électricité plus élevés. Ces deux points font partie des enjeux évoqués pendant les consultations avec les intervenants des groupes d'utilisateurs.

En ce qui concerne le gaz naturel, le projet de règlement devrait augmenter de 16 % la demande de cette ressource dans le secteur de l'électricité, ce qui devrait représenter moins de 1 % de l'ensemble du marché en Amérique du Nord.

Le gouvernement du Canada a rencontré les représentants des secteurs de la sidérurgie, des engrais et des produits chimiques afin de discuter du projet de règlement. Les principaux enjeux et préoccupations évoqués au cours de ces réunions et la réponse du gouvernement sont résumés ci-dessous.

20.4.1 Produits chimiques

- L'électricité représente une part importante des coûts assumés par les entreprises de produits chimiques inorganiques. Des prix élevés de l'électricité auront donc une incidence.
- Le gaz naturel représente la matière première numéro un pour le polyéthanol, ce qui constitue un problème en ce qui concerne l'incidence sur les prix du gaz naturel.
- La modification du prix du gaz naturel aurait des répercussions sur la demande en gaz naturel (et sur l'endroit où l'approvisionnement est vendu), ce qui à son tour aurait des répercussions sur la possibilité de capter les liquides.
- La cogénération est importante pour le secteur de la pétrochimie, étant donné qu'il a besoin de vapeur industrielle. Étant donné que la production d'énergie se tourne vers le gaz naturel, le charbon n'est plus une option pour la production de vapeur. Le secteur de la pétrochimie a besoin de cogénération ou il passera aux combustibles de soute.

20.4.2 Engrais

- L'utilisation du gaz naturel est un facteur de production important pour la fabrication d'engrais et elle représente une grande partie des coûts lorsqu'on se base sur le coût de production.
- Toute augmentation des prix du gaz naturel en résultant sera transférée à l'industrie des engrais, qui ne sera peut-être pas en mesure de la transférer aux consommateurs.
- Les prix absolus du gaz naturel ne sont pas importants — ce qui importe est le prix en Amérique du Nord par rapport à celui d'autres régions concurrentielles du monde (Trinité, Amérique du Sud, Russie, etc.).

In response to the issues raised by chemicals and fertilizers stakeholders and as previously mentioned, the study by Ziff Energy indicated that the impact of the proposed Regulations on natural gas prices would not be material, with an average yearly price impact of less than \$0.01/MMBtu over the period considered. Therefore, the proposed Regulations are not expected to have a material impact on the competitiveness of these sectors.

20.4.3 Steel

The steel industry expressed some concerns regarding the impact of higher electricity prices on steel production, particularly the impact on the production of steel using arc furnaces.

The steel industry, like other large industrial users of electricity, tends to pay lower rates. In examining this issue, the Department apportioned the incremental costs from the proposed Regulations in proportion to a sector's share of total electricity costs. The degree to which they are affected also depends on their costs of electricity relative to other inputs. In the case of the steel industry, the cost increase was estimated to be 0.07% of total costs. This is a lower percentage than average, although the Department recognizes that it may still be an issue for certain steel producers.

21. Overall

Provisions developed within the proposed 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.

Implementation, enforcement and service standards

22. Implementation

The regulated community is small and well known and has already been extensively consulted in the development of the proposed Regulations, as well as in previous efforts to regulate greenhouse gases 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 proposed 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.

Compliance promotion activities, before publication in the *Canada Gazette*, Part II, would include the mandatory 60-day comment period following the publication of the proposed Regulations in the *Canada Gazette*, Part I. This comment period and the time afterwards provide an opportunity for further clarification on regulatory structure and implementation.

En réponse aux enjeux évoqués par les intervenants des produits chimiques et des engrais, comme il a été mentionné précédemment, l'étude de Ziff Energy a indiqué que l'incidence du projet de règlement sur les prix du gaz naturel ne serait pas importante, avec un impact moyen annuel sur les prix de moins de 0,01 \$/MBTU au cours de la période de référence. Par conséquent, le projet de règlement ne devrait pas avoir une incidence importante sur la compétitivité de ces secteurs.

20.4.3 Acier

L'industrie sidérurgique a exprimé certaines préoccupations concernant l'incidence qu'aurait une augmentation du prix de l'électricité sur la production d'acier, plus particulièrement l'incidence sur la production d'acier utilisant des fours électriques à arc.

L'industrie sidérurgique, tout comme d'autres gros utilisateurs industriels d'électricité, paie souvent des tarifs inférieurs. Après avoir examiné ce problème, le Ministère a réparti les coûts différentiels du projet de règlement proportionnellement à la part des coûts totaux d'électricité d'un secteur. La mesure dans laquelle l'industrie est touchée par l'augmentation du prix de l'électricité dépend également de ses coûts d'électricité relatifs à d'autres éléments. Dans le cas de l'industrie sidérurgique, l'augmentation du coût a été estimée à 0,07 % des coûts totaux. Il s'agit d'un pourcentage plus faible que la moyenne, mais le Ministère reconnaît que le problème peut toujours être d'actualité pour certains producteurs d'acier.

21. Dans l'ensemble

Les dispositions établies dans le cadre du projet de règlement répondent aux préoccupations soulevées lors des consultations, mais elles sont trop limitées quant à la disponibilité et à la durée pour favoriser leur utilisation comme mesures de transition, tout en maintenant les objectifs environnementaux et la rigueur du projet de 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.

Mise en œuvre, application et normes de service

22. Application

La collectivité réglementée est peu nombreuse et bien connue et a déjà été largement consultée dans l'élaboration de ce projet de 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 accru de la part des entités réglementées relativement au règlement à venir.

Afin d'atteindre les objectifs du projet de 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.

Les activités de promotion de la conformité, avant leur publication dans la Partie II de la *Gazette du Canada*, incluraient la période de commentaires obligatoire de 60 jours à la suite de la publication du projet de règlement dans la Partie I de la *Gazette du Canada*. Cette période de commentaires ainsi que la période suivante offriront l'occasion d'obtenir des précisions sur la structure réglementaire et sa mise en œuvre.

In addition, the earliest some regulatees will be required to report under the proposed 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 proposed Regulations. Early reporting provides an opportunity for targeted compliance promotion activities for regulatees who may not be submitting data as required, all of which is conducted before the compliance with the performance standard is required. Early reporting also assists Environment Canada in addressing any reporting or quantification concerns that may become apparent.

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 a compliance order should be issued to the owners/operators of the unit.

23. Enforcement

The proposed Regulations are made under CEPA 1999. Therefore, enforcement officers will, when verifying compliance with the proposed Regulations, apply the Compliance and Enforcement Policy for CEPA 1999.⁴⁴ 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 proposed Regulations is identified, enforcement officers may carry out investigations.

En outre, la première année à laquelle certaines entités réglementées seront tenues de se déclarer en vertu du projet de 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.

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, ainsi que la conformité au projet de règlement. Un rapport précoce permettra la mise en œuvre d'activités de promotion de la conformité pour les entités réglementées qui ne soumettraient pas les données tel qu'il est requis, tâche effectuée avant que la conformité avec la norme de rendement ne soit requise. Par ailleurs, cela aidera Environnement Canada à répondre à toutes les préoccupations liées aux rapports ou à la quantification qui pourraient être soulevées.

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 puisque 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 d'application de la loi, afin de déterminer si une ordonnance d'exécution doit être émise à l'intention des propriétaires ou des exploitants du groupe.

23. Application de la loi

Le projet de 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 projet de règlement, la Politique d'observation et d'application de la LCPE (1999)⁴⁴. 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 projet de règlement est décelée.

⁴⁴ Environment Canada's Compliance and Enforcement Policy is available at www.ec.gc.ca/alef-ewe/default.asp?lang=en&n=AF0C5063-1.

⁴⁴ 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=AF0C5063-1.

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 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.

23.1 Penalties

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.

24. Service standards

Service standards are being proposed with respect to the implementation of various compliance flexibility provisions. In particular, for regulatees using temporary compliance flexibility provisions (i.e. exceptional circumstances, stand-by status, swapping, temporary exemption for incorporating CCS or recognition for early deployment of CCS) there would be specific application and approval requirements, as well as additional reporting requirements with associated timelines.

The proposed Regulations will require annual reporting of energy and emissions but will not directly require any licensing, permitting or certification by the federal government. The use of certified measuring devices will be required but certification of such measuring devices lies outside of the proposed Regulations. In this context there will be no service standards issues.

Performance measurement and evaluation

The Performance Measurement and Evaluation Plan (PMEP) describes the desired outcomes of the proposed Regulations and establishes indicators to assess the performance of the proposed Regulations in achieving these outcomes. The PMEP package comprises three documents:

- the PMEP, which details the regulatory evaluation process;
- the logic model, which provides a simplified visual walkthrough of the regulatory evaluation process; and

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 :

- La nature de l'infraction présumée : Il convient notamment de déterminer la gravité des dommages, 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 présumé contrevenant à obtempérer : Le but visé consiste à faire respecter le règlement 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;
- L'uniformité dans l'application : Les agents doivent tenir compte de ce qui a été fait antérieurement dans des cas semblables lorsqu'ils déterminent les mesures à prendre pour faire respecter la Loi.

23.1 Sanctions

L'auteur d'une infraction à la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [LCPE (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 300 000 \$ et un emprisonnement maximal de six mois, ou l'une de ces peines.

Il peut être compté une infraction distincte à la présente loi pour chacun des jours au cours desquels se commet ou se continue l'infraction.

24. Normes de service

Des normes de service sont proposées en ce qui a trait à la mise en œuvre des diverses dispositions relatives à la souplesse en matière de conformité. Plus particulièrement, pour les entités réglementées qui ont recours aux dispositions relatives à la souplesse en matière de conformité (par exemple en cas de circonstances exceptionnelles, du statut « en attente », de substitution, d'exemption temporaire pour avoir intégré le captage et la séquestration du carbone ou de reconnaissance de la mise en œuvre précoce du captage et de la séquestration du carbone), il y aurait des exigences précises en matière de demande et d'approbation, ainsi que des exigences de rapports avec des échéances correspondantes.

Le projet de règlement exigera des rapports annuels sur l'énergie et les émissions, mais ne requerra pas directement un permis, une licence ou une certification par le gouvernement fédéral. L'utilisation d'appareils de mesure certifiés sera requise, mais la certification de ces appareils n'entre pas dans le cadre du projet de règlement. Dans ce contexte, il n'y aura pas de problèmes de normes de service.

Mesures de rendement et évaluation

Le plan d'évaluation et de mesure du rendement (PEMR) décrit les résultats souhaités du projet de règlement et établit des indicateurs pour évaluer le rendement du projet de règlement dans l'atteinte de ces objectifs. La trousse de ce plan se compose de trois documents :

- le PEMR, qui décrit en détail le processus d'évaluation réglementaire;

- 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 proposed Regulations.

The three documents complement each other and allow the reader to gain a clear understanding of the outcomes of the proposed Regulations, the performance indicators, as well as the evaluation process.

1. Outcomes

The PMEP details the suite of outcomes for each unit as they comply with the proposed Regulations. These outcomes include the following:

- Upon publication of the proposed Regulations, the regulated community will become aware of the proposed 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 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 proposed 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 proposed 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.

2. 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 proposed 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 proposed 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.

- 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 projet de règlement.

Ces trois documents se complètent et permettent au lecteur de bien comprendre les résultats du projet de règlement, les indicateurs de rendement, ainsi que le processus d'évaluation.

1. Résultats

Le PEMR présente de façon détaillée l'ensemble des résultats pour chaque groupe à mesure qu'ils se conforment au projet de règlement. Ces résultats comprennent :

- Dès la publication du projet de règlement, la collectivité réglementée prendra conscience du projet de 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 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 projet de règlement : la réduction des émissions de gaz à effet de serre causées par la production d'électricité à partir du charbon et la 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 projet de règlement est que les groupes sont graduellement soumis aux exigences de la norme de rendement, de même qu'aux activités 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'accumuleront au fil du temps.

2. 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'effet du projet de 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 projet de 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.

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: caroline.blais@ec.gc.ca

Luis Leigh
Director
Regulatory Analysis and Valuation Division
Environment Canada
10 Wellington Street
Gatineau, Quebec
K1A 0H3
Telephone: 819-953-1170
Fax: 819-997-2769
Email: luis.leigh@ec.gc.ca

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 : caroline.blais@ec.gc.ca

Luis Leigh
Directeur
Division de l'analyse réglementaire et du choix d'instrument
Environnement Canada
10, rue Wellington
Gatineau (Québec)
K1A 0H3
Téléphone : 819-953-1170
Télécopieur : 819-997-2769
Courriel : luis.leigh@ec.gc.ca

PROPOSED REGULATORY TEXT

Notice is hereby given, pursuant to subsection 332(1)^a of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*^b, that the Governor in Council, pursuant to subsections 93(1) and 330(3.2)^c of that Act, proposes to make the annexed *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-Fired Generation of Electricity Regulations*.

Any person may, within 60 days after the date of publication of this notice, file with the Minister of the Environment comments with respect to the proposed Regulations or a notice of objection requesting that a board of review be established under section 333 of that Act and stating the reasons for the objection. All comments and notices must cite the *Canada Gazette*, Part I, and the date of publication of this notice, and be sent by mail to Caroline Blais, Director, Electricity and Combustion Division, Environmental Stewardship Branch, Department of the Environment, Gatineau, Quebec K1A 0H3, by fax to 819-994-9938 or by email to ecd-dec@ec.gc.ca.

Any person who provides information to the Minister of the Environment may submit with the information a request for confidentiality under section 313 of that Act.

Ottawa, June 23, 2011

JURICA ČAPKUN
Assistant Clerk of the Privy Council

PROJET DE RÉGLEMENTATION

Avis est donné, conformément au paragraphe 332(1)^a de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*^b, que le gouverneur en conseil, en vertu des paragraphes 93(1) et 330(3.2)^c de cette loi, se propose de prendre le *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon*, ci-après.

Les intéressés peuvent présenter au ministre de l'Environnement, dans les soixante jours suivant la date de publication du présent avis, leurs observations au sujet du projet de règlement ou un avis d'opposition motivé demandant la constitution de la commission de révision prévue à l'article 333 de cette loi. Ils sont priés d'y citer la *Gazette du Canada* Partie I, ainsi que la date de publication, et d'envoyer le tout à Caroline Blais, directrice, Division de l'électricité et de la combustion, Direction générale de l'intendance environnementale, ministère de l'Environnement, Gatineau (Québec) K1A 0H3, par la poste, par télécopieur au 819-994-9938 ou par courriel à ecd-dec@ec.gc.ca.

Quiconque fournit des renseignements au ministre peut en même temps présenter une demande de traitement confidentiel aux termes de l'article 313 de cette loi.

Ottawa, le 23 juin 2011

Le greffier adjoint du Conseil privé
JURICA ČAPKUN

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

^b S.C. 1999, c. 33

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

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

^b L.C. 1999, ch. 33

^c L.C. 2008, ch. 31, art. 5

TABLE OF CONTENTS

(This table is not part of the Regulations.)

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

OVERVIEW

1 Purpose

INTERPRETATION

2 Definitions

PART 1

REGULATED UNITS AND EMISSION LIMIT

EMISSION-INTENSITY LIMIT

3 375t/GWh

REGISTRATION

4 Registration

SUBSTITUTION OF UNITS

5 Application of subsection 3(1)

EMERGENCY CIRCUMSTANCES

6 Conditions for application

7 Extension

CARBON CAPTURE AND STORAGE

Temporary Exemption — System to be Constructed

8 Application

9 Requirements

10 Implementation report

11 Updated information

12 Revocation — non-satisfaction or misleading

*Eighteen-month Exemption —
Existing Unit with System*

13 Exemption

PART 2

REPORTING, SENDING AND RECORDING
OF INFORMATION

14 Annual report

15 Electronic report, notice and application

16 Record-making

17 Retention of records and reports

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

APERÇU

1 Objet

DÉFINITIONS

2 Définitions

PARTIE 1

GROUPES RÉGLEMENTÉS ET LIMITE D'ÉMISSIONS

LIMITE DE L'INTENSITÉ DES ÉMISSIONS

3 375t/GWh

ENREGISTREMENT

4 Enregistrement

SUBSTITUTION DE GROUPES

5 Application du paragraphe 3(1)

SITUATIONS D'URGENCE

6 Conditions de la demande

7 Demande de prolongation

CAPTAGE ET SÉQUESTRATION DE CARBONE

Exemption temporaire — système à construire

8 Demande

9 Exigences rattachées à l'exemption

10 Rapport de mise en œuvre

11 Mise à jour des renseignements

12 Révocation — non-respect d'exigences ou renseignements trompeurs

*Exemption de dix-huit mois — groupe
existant avec système construit*

13 Exemption

PARTIE 2

RAPPORTS, TRANSMISSION ET CONSERVATION
DES RENSEIGNEMENTS

14 Rapport annuel

15 Rapports, avis et demandes électroniques

16 Conservation

17 Conservation des renseignements et des rapports

PART 3		PARTIE 3	
QUANTIFICATION RULES		RÈGLES DE QUANTIFICATION	
PRODUCTION OF ELECTRICITY		PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ	
18	Electricity	18	Quantité
CO ₂ EMISSIONS		ÉMISSIONS DE CO ₂	
<i>Quantification Methods</i>		<i>Méthodes de quantification</i>	
19	CEMS or fuel-based methods	19	Système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions ou méthode fondée sur le type de combustible
<i>Continuous Emissions Monitoring System</i>		<i>Système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions</i>	
20	Quantification	20	Quantification
<i>Fuel-based Methods</i>		<i>Quantification fondée sur le type de combustible brûlé</i>	
21	Determination	21	Calcul
22	Measured carbon content	22	Contenu en carbone mesuré
23	Quantification based on HHV	23	Quantification fondée sur le pouvoir calorifique supérieur
ACCURACY OF DATA		EXACTITUDE DES DONNÉES	
24	Measuring devices other than CEMS	24	Instruments de mesure autres qu'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions
25	CEMS	25	Système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions
FUEL SAMPLING AND TESTING REQUIREMENTS		EXIGENCES EN MATIÈRE D'ÉCHANTILLONNAGE ET D'ANALYSE	
26	Fuel sampling	26	Échantillonnage
27	Missing Data	27	Données manquantes

PART 4		PARTIE 4	
COMING INTO FORCE		ENTRÉE EN VIGUEUR	
28	January 1, 2013	28	1 ^{er} janvier 2013
SCHEDULE 1		ANNEXE 1	
SCHEDULE 2		ANNEXE 2	
SCHEDULE 3		ANNEXE 3	
SCHEDULE 4		ANNEXE 4	
SCHEDULE 5		ANNEXE 5	

PART 2
LIQUID FUELS

PARTIE 2
COMBUSTIBLES LIQUIDES

PART 3
GASEOUS FUELS

PARTIE 3
COMBUSTIBLE GAZEUX

PART 4
LIST OF FUELS FOR THE PURPOSE
OF SUBSECTION 23(2)

PARTIE 4
LISTE DE COMBUSTIBLES POUR L'APPLICATION
DU PARAGRAPHE 23(2)

SCHEDULE 6

ANNEXE 6

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

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

OVERVIEW

APERÇU

Purpose 1. (1) These Regulations establish a regime for the reduction of carbon dioxide (CO₂) 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.

Objet 1. (1) Le présent règlement établit un régime visant la réduction des émissions de dioxyde de carbone (CO₂) 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:
(a) Part 1 sets out a performance standard for the intensity of emissions of CO₂ 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 and recording of information;
(c) Part 3 sets out quantification rules for determining the intensity of emissions of CO₂ from regulated units; and
(d) Part 4 provides dates for the coming into force of these Regulations and, in particular, provides for the delayed coming into force of the performance standard in respect of standby units until January 1, 2020.

Contenu (2) Le présent règlement est divisé en quatre 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 annuels et à la transmission, la consignation et 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 2020.

INTERPRETATION

DÉFINITIONS

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

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

“Act” “Act” means the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*.
« Loi »

« accord d'achat d'électricité » Accord conclu entre la personne responsable d'un groupe et un distributeur d'électricité à l'égard de la vente d'électricité à ce dernier.
« accord d'achat d'électricité » “power purchase agreement”

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

« agent autorisé » S'entend :
a) dans le cas où la personne responsable est une personne morale, de celui de ses dirigeants autorisé à agir en son nom;
« agent autorisé » “authorized official”

“auditor” “auditor” means a person who
« vérificateur » (a) is independent of the responsible person who is to be audited;

	(b) is certified as an auditor by a certification body accredited by the Standards Council of Canada; and (c) has a good knowledge of continuous emission monitoring systems.	b) dans le cas où elle est une personne physique, de celle-ci ou de la personne qui est autorisée à agir en son nom; c) dans le cas où elle est une autre entité, de la personne autorisée à agir en son nom.	
“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 who is an individual, that person or a person authorized to act on their behalf; and (c) in respect of a responsible person that is another entity, a person authorized to act on its behalf.	« année civile » S’entend : a) dans le cas de l’année 2015, de la période de six mois consécutifs débutant le 1 ^{er} juillet 2015; b) dans les autres cas, de la période de douze mois consécutifs débutant le 1 ^{er} janvier.	« année civile » “calendar year”
“biomass” « biomasse »	“biomass” means a fuel that consists only of plants or parts of plants, waste of animal origin, or any product made of either of those, and includes wood and wood products, agricultural residues and wastes, biologically derived organic matter found in municipal and industrial wastes, landfill gas, bio-alcohols, spent pulping liquor, sludge gas and animal- or plant-derived oils.	« ASTM » L’ASTM International, auparavant connue sous le nom de American Society for Testing and Materials. « biomasse » Combustible constitué uniquement de plantes, matières végétales ou de déchets d’origine animale, ou de tout produit dérivé de l’un ou l’autre de ceux-ci. La biomasse comprend le bois et les produits du bois, les résidus et les déchets agricoles, les matières organiques d’origine biologique contenues dans les déchets municipaux et industriels, les gaz d’enfouissement, les bioalcools, la liqueur résiduaire, les gaz de boues d’épuration et les huiles d’origine animale ou végétale.	« ASTM » “ASTM” « biomasse » “biomass”
“calendar year” « année civile »	“calendar year” means (a) for 2015, the period of six consecutive months that begins on July 1, 2015; and (b) in any other case, the period of twelve consecutive months that begins on January 1.	« capacité de production » À l’égard d’un groupe, s’entend : a) soit de la puissance maximale continue, exprimée en MW, déclarée au cours d’une année civile donnée aux autorités provinciales compétentes ou à un opérateur de réseau électrique, conformément aux lois de la province où le groupe est situé; b) soit, en l’absence d’une telle déclaration, de la quantité maximale d’électricité, exprimée en MW, destinée à la vente qui est produite de façon continue pendant deux heures au cours de cette année.	« capacité de production » “production capacity”
“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 18 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.	« centrale » Tous les groupes, bâtiments et autres structures ainsi que les équipements fixes — notamment ceux utilisés pour la séparation et la pressurisation initiale du CO ₂ 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.	« centrale » “facility”
“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, before June 23, 2010, was converted into a unit, the day that is 18 months after the day on which that generator began to produce electricity for sale 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.	« charbon » Sont assimilés au charbon le coke de pétrole et le gaz de synthèse provenant du charbon ou du coke de pétrole. « combustible fossile » Combustible autre que la biomasse.	« charbon » “coal” « combustible fossile » “fossil fuel”
“existing unit” « groupe existant »	“existing unit” means a unit that is neither an old unit nor a new unit.	« date de mise en service » : a) Dans le cas du générateur qui produit de l’électricité thermique à la suite de la combustion d’un combustible autre que le charbon ou d’un mélange de combustibles sans charbon et qui devient un groupe avant le 23 juin 2010, la date qui suit de dix-huit mois celle à laquelle ce générateur a commencé à produire de l’électricité pour la vente par suite de la combustion d’un tel combustible ou mélange; b) dans les autres cas, la date à laquelle un groupe commence à produire de l’électricité pour la vente.	« date de mise en service » “commissioning date”
“facility” « centrale »	“facility” means all units, buildings and other structures, and stationary equipment — including equipment for the separation and initial pressurization of CO ₂ of the capture element of a carbon capture and storage system — either on a single site or on adjacent sites that function as a single, integrated site to enable the production of electricity.		
“fossil fuel” « combustible fossile »	“fossil fuel” means a fuel other than biomass.		

<p>“front end engineering design study” « étude d'ingénierie d'avant projet détaillé »</p>	<p>“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</p> <p>(a) technical drawings and documents that describe the capture element of the system in sufficient detail to permit the tendering of a contract for its construction;</p> <p>(b) an estimation of the capital cost of that capture element with a margin of error of ± 20 %;</p> <p>(c) a safety review of that capture element;</p> <p>(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 labour-related risks;</p> <p>(e) a strategy to mitigate those risks; and</p> <p>(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.</p>	<p>« équipement majeur » Chaudière, gazéifieur, convertisseur, turbine, instrument 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 :</p> <p>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;</p> <p>b) le coût d'achat est d'au moins dix millions de dollars.</p> <p>« étude d'ingénierie d'avant-projet détaillé » Ensemble 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 :</p> <p>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;</p> <p>b) une estimation du coût des investissements reliés à la construction de cet élément, avec une marge d'erreur de 20 %;</p> <p>c) une évaluation de la sécurité de l'élément de captage;</p> <p>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, ainsi que les risques techniques, économiques, environnementaux, juridiques et reliés à la main d'œuvre;</p> <p>e) une stratégie visant à limiter ces risques;</p> <p>f) un plan détaillé du projet de construction du système de captage et de séquestration de carbone, y compris un échéancier des principales étapes.</p>	<p>« équipement majeur » “major equipment”</p> <p>« étude d'ingénierie d'avant-projet détaillé » “front end engineering design study”</p>
<p>“gasification system” « système de gazéification »</p>	<p>“gasification system” includes a gasification system that is in part located underground.</p>	<p>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;</p> <p>b) une estimation du coût des investissements reliés à la construction de cet élément, avec une marge d'erreur de 20 %;</p> <p>c) une évaluation de la sécurité de l'élément de captage;</p> <p>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, ainsi que les risques techniques, économiques, environnementaux, juridiques et reliés à la main d'œuvre;</p> <p>e) une stratégie visant à limiter ces risques;</p> <p>f) un plan détaillé du projet de construction du système de captage et de séquestration de carbone, y compris un échéancier des principales étapes.</p>	<p>« exploitant » “operator”</p>
<p>“GPA” « GPA »</p>	<p>“GPA” means the Gas Processors Association of the United States.</p>	<p>« exploitant » À l'égard d'un groupe, toute personne qui l'exploite ou en a la responsabilité ou la maîtrise.</p> <p>« facteur de capacité » À l'égard d'un groupe pour une année civile donnée, la proportion de la quantité d'électricité produite par le groupe calculée selon l'article 18 par rapport à la quantité d'électricité que celui-ci produirait au cours de l'année s'il produisait de l'électricité à sa pleine capacité de production de façon continue pendant cette année.</p> <p>« GPA » La Gas Processors Association des États-Unis.</p> <p>« groupe » Ensemble de l'équipement, notamment chaudières ou autre dispositif de combustion, turbines, générateurs et dispositifs de contrôle de la pollution atmosphérique, qui produit de l'électricité thermique par suite de la combustion de charbon ou d'un mélange de charbon et d'autres combustibles.</p> <p>« groupe en fin de vie utile » Groupe ayant atteint la fin de sa vie utile et qui continue à produire de l'électricité.</p> <p>« groupe existant » Groupe autre qu'un groupe nouveau ou un groupe en fin de vie utile.</p>	<p>« exploitant » “operator”</p> <p>« facteur de capacité » “capacity factor”</p> <p>« GPA » “GPA”</p> <p>« groupe » “unit”</p> <p>« groupe en fin de vie utile » “old unit”</p> <p>« groupe existant » “existing unit”</p>
<p>“operator” « exploitant »</p>	<p>“operator” means the person that operates or has the charge, management or control of a unit.</p>	<p>« exploitant » À l'égard d'un groupe, toute personne qui l'exploite ou en a la responsabilité ou la maîtrise.</p>	<p>« facteur de capacité » “capacity factor”</p>
<p>“new unit” « groupe nouveau »</p>	<p>“new unit” means a unit, other than an old unit, whose commissioning date is on or after July 1, 2015.</p>	<p>« groupe en fin de vie utile » Groupe ayant atteint la fin de sa vie utile et qui continue à produire de l'électricité.</p>	<p>« groupe en fin de vie utile » “old unit”</p>
<p>“major equipment” « équipement majeur »</p>	<p>“major equipment” means a boiler, gasifier, shift reactor, turbine, air pollution control device, air separation unit, compressor, CO₂ separation system or any other equipment that</p> <p>(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</p> <p>(b) costs \$10,000,000 or more.</p>	<p>« groupe existant » Groupe autre qu'un groupe nouveau ou un groupe en fin de vie utile.</p>	<p>« groupe existant » “existing unit”</p>
<p>“old unit” « groupe en fin de vie utile »</p>	<p>“old unit” means a unit that has reached the end of its useful life but continues to produce electricity.</p>	<p>« groupe existant » Groupe autre qu'un groupe nouveau ou un groupe en fin de vie utile.</p>	<p>« groupe existant » “existing unit”</p>
<p>“power purchase agreement” « accord d'achat d'électricité »</p>	<p>“power purchase agreement” means an agreement between the responsible person for a unit and a distributor of electricity in respect of the sale of the electricity produced by that unit to that distributor.</p>	<p>« groupe existant » Groupe autre qu'un groupe nouveau ou un groupe en fin de vie utile.</p>	<p>« groupe existant » “existing unit”</p>
<p>“production capacity” « capacité de production »</p>	<p>“production capacity”, in relation to a unit, means</p> <p>(a) the maximum continuous rating, expressed in MW, as reported in a given calendar year to a competent provincial authority or an electric system operator in accordance with the laws of the province where the unit is located; or</p> <p>(b) if no report has been made, the most electricity that was produced for sale, expressed in MW, during two continuous hours in that calendar year.</p>	<p>« groupe existant » Groupe autre qu'un groupe nouveau ou un groupe en fin de vie utile.</p>	<p>« groupe existant » “existing unit”</p>
<p>“Reference Method” « Méthode de référence »</p>	<p>“Reference Method” means the document entitled <i>Reference Method for Source Testing: Quantification of Carbon Dioxide Releases by Continuous Emission Monitoring Systems from Thermal Power</i></p>	<p>« groupe existant » Groupe autre qu'un groupe nouveau ou un groupe en fin de vie utile.</p>	<p>« groupe existant » “existing unit”</p>

<p>“responsible person” « <i>personne responsable</i> »</p>	<p><i>Generation</i> published in June 2011 by Her Majesty in right of Canada, as represented by the Minister of the Environment.</p> <p>“responsible person” means an owner or operator of a unit.</p>	<p>« groupe nouveau » Groupe, autre qu’un groupe en fin de vie utile, dont la date de mise en service est au plus tôt le 1^{er} juillet 2015.</p>	<p>« groupe nouveau » “new unit”</p>
<p>“standard cubic metre” or “standard m³” « <i>mètre cube normalisé</i> » ou « <i>m³ normalisé</i> »</p>	<p>“standard cubic metre” or “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 <i>Electricity and Gas Inspection Regulations</i>.</p>	<p>« Loi » La <i>Loi canadienne sur la protection de l’environnement (1999)</i>.</p>	<p>« Loi » “Act”</p>
<p>“standby unit” « <i>groupe de réserve</i> »</p>	<p>“standby unit” means an old unit that, for a given calendar year, operates at a capacity factor of 7% or less.</p>	<p>« Méthode de référence » Le document intitulé <i>Méthode de référence pour le contrôle à la source : quantification des émissions de dioxyde de carbone provenant de centrales thermiques par un système de mesure et d’enregistrement en continu des émissions</i>, laquelle est publiée en juin 2011 par Sa Majesté la Reine du chef du Canada, représentée par le ministre de l’Environnement.</p>	<p>« Méthode de référence » “Reference Method”</p>
<p>“unit” « <i>groupe</i> »</p>	<p>“unit” means a unit comprised of equipment — including boilers and other combustion devices, generators, turbines and air pollution control devices — for the production of electricity by means of thermal energy using coal as a fuel, whether in conjunction with other fuels or not.</p>	<p>« mètre cube normalisé » ou « m³ normalisé » S’entend de l’expression mètre cube à la pression normale et à la température normale au sens de « volume normal », au paragraphe 2(1) du <i>Règlement sur l’inspection de l’électricité et du gaz</i>.</p>	<p>« mètre cube normalisé » ou « m³ normalisé » “standard cubic metre” or “standard m³”</p>
<p>“useful life” « <i>vie utile</i> »</p>	<p>“useful life”, in respect of a unit, means the period that begins on the commissioning date and ends on the latest of</p>	<p>« personne responsable » Le propriétaire ou l’exploitant d’un groupe.</p>	<p>« personne responsable » “responsible person”</p>
	<p>(a) December 31 of the calendar year that is 45 years after the commissioning date, (b) subject to paragraph (c), if a power purchase agreement in relation to the unit was in force on June 23, 2010, the earlier of</p>	<p>« système de gazéification » S’entend notamment d’un système de gazéification qui est en partie souterrain.</p>	<p>« système de gazéification » “gasification system”</p>
	<p>(i) December 31, 2020, and (ii) December 31 of the calendar year in which the power purchase agreement expires, and (c) if the later of the dates described by paragraphs (a) and (b) is the date referred to in subparagraph (b)(ii) and that power purchase agreement expires on or before December 31, 2016, the earlier of</p>	<p>« vérificateur » Personne qui, à la fois :</p> <p>a) est indépendante de la personne responsable; b) est accréditée à ce titre par un organisme d’accréditation reconnu par le Conseil canadien des normes; c) a une bonne connaissance des systèmes de mesure et d’enregistrement en continu des émissions.</p>	<p>« vérificateur » “auditor”</p>
	<p>(i) December 31, 2016, and (ii) December 31 of the calendar year that is three years after the calendar year in which that power purchase agreement expires.</p>	<p>« vie utile » À l’égard d’un groupe, période commençant à la date de mise en service et se terminant à la plus tardive des dates suivantes :</p>	<p>« vie utile » “useful life”</p>
		<p>a) le 31 décembre de la quarante-cinquième année civile suivant cette date; b) sous réserve de l’alinéa c), dans le cas où un accord d’achat d’électricité, à l’égard de ce groupe, était en vigueur le 23 juin 2010, celle des dates ci-après qui est antérieure à l’autre :</p> <p>(i) le 31 décembre 2020, (ii) le 31 décembre de l’année civile où cet accord prend fin; c) dans le cas où la plus tardive des dates mentionnées aux alinéas a) et b) est celle mentionnée au sous-alinéa b)(ii) et dans le cas où l’accord d’achat d’électricité, à l’égard de ce groupe, prend fin au plus tard le 31 décembre 2016, celle des dates ci-après qui est antérieure à l’autre :</p> <p>(i) le 31 décembre 2016, (ii) le 31 décembre de la troisième année civile suivant celle où l’accord prend fin.</p>	
<p>Interpretation of incorporated documents</p>	<p>(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.</p>	<p>(2) Pour l’interprétation des documents incorporés par renvoi dans le présent règlement, toute mention de « should » ainsi que les recommandations et suggestions expriment une obligation.</p>	<p>Interprétation des documents incorporés par renvoi</p>

Standards incorporated by reference

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

(3) Dans le présent règlement, tout renvoi à une norme de l'ASTM, du GPA et de l'Organisation internationale de normalisation s'entend de sa version éventuellement modifiée.

Normes incorporées par renvoi

PART 1

REGULATED UNITS AND EMISSION LIMIT

EMISSION-INTENSITY LIMIT

375t/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 375 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.

3. (1) Il est interdit à la personne responsable d'un groupe nouveau ou d'un groupe en fin de vie utile d'émettre à une intensité moyenne de plus de 375 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.

375t/GWh

Quantification of electricity and emissions

(2) The quantity of
(a) electricity referred to in subsection (1) is to be determined in accordance with section 18; and
(b) emissions referred to in subsection (1) is to be determined in accordance with the applicable provisions of sections 19 to 23.

(2) Pour l'application du paragraphe (1) :
a) la quantité d'électricité produite est calculée selon l'article 18;
b) la quantité des émissions de CO₂ est calculée selon celui des articles 19 à 23 qui s'applique.

Quantification de l'électricité produite et des émissions

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 CO₂ emissions from the combustion of fossil fuels in that unit for the purpose of subsection (1).

(3) Les émissions de CO₂ attribuables au sorbant utilisé pour contrôler celles de dioxyde de soufre provenant du groupe en cause sont incluses dans le calcul des émissions de CO₂ visées au paragraphe (1).

Émissions de CO₂ provenant de sorbant

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.

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

Système de gazéification du charbon

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 are transported and stored in accordance with the laws of Canada or a province, or the United States or one of its states, that regulate, as the case may be, that transportation or storage.

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

Exclusion

Partial year exemption

(6) For greater certainty, if a responsible person is exempted under subsection 6(4), 7(3) or 13(4) from the application of subsection (1) for a period during a calendar year, the average emission-intensity limit set out in that subsection applies for the remainder of that calendar year.

(6) Il est entendu que, dans le cas où la personne responsable d'un groupe est exemptée, en vertu des paragraphes 6(4), 7(3) ou 13(4), de l'application du paragraphe (1) pour une période donnée au cours d'une année civile, la limite d'intensité moyenne des émissions prévue à ce paragraphe s'applique pendant la période qui reste au cours de cette même année civile.

Période d'exemption de moins de douze mois

REGISTRATION

Registration

4. (1) A responsible person for a unit must register the unit by sending to the Minister a registration

ENREGISTREMENT

4. (1) La personne responsable d'un groupe enregistre ce dernier en transmettant au ministre

Enregistrement

report that contains the information set out in Schedule 1

- (a) for an existing unit and 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 registration number.

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.

un rapport d'enregistrement comportant les renseignements énumérés à l'annexe 1, dans le délai suivant :

- a) s'il s'agit d'un groupe existant ou d'un groupe en fin de vie utile, au plus tard le 1^{er} 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 ministre assigne un numéro d'enregistrement au groupe et en informe la personne responsable.

(3) En cas de modification des renseignements fournis dans le rapport d'enregistrement, la personne responsable transmet au ministre un avis indiquant les nouveaux renseignements dans les trente jours suivant la modification.

Numéro d'enregistrement

Modification des renseignements

SUBSTITUTION OF UNITS

SUBSTITUTION DE GROUPES

Application of subsection 3(1)

5. (1) For the purpose of subsection 3(1), a responsible person for a unit that reaches the end of its useful life during a calendar year before 2020 may apply to the Minister to have another unit (referred to in this section as the "substituted unit") substituted for the original unit if

- (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, during the calendar year before the calendar year in which the application is made, of the substituted unit was equal to or greater than the production capacity, during that calendar year, of the original unit.

5. (1) Pour l'application du paragraphe 3(1), la personne responsable d'un groupe qui atteint la fin de sa vie utile au cours d'une année civile précédant l'année 2020 peut, sur demande présentée au ministre, être autorisée à substituer au groupe en cause un autre groupe — ci-après « le groupe substitutif » — si les conditions suivantes 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 cette année civile.

Application du paragraphe 3(1)

Period of application

(2) The application must be made

- (a) if the original unit is an old unit that has reached the end of its useful life in a calendar year before 2015, in the period of 2014 before June 1; and
- (b) if the original unit is an existing unit that will reach the end of its useful life during a calendar year before 2020, in the period of that calendar year before 2020 before June 1.

(2) La demande est présentée :

- a) dans le cas d'un groupe en fin de vie utile qui atteint la fin de sa vie utile avant 2015, au plus tôt le 1^{er} janvier 2014 et au plus tard le 1^{er} juin 2014;
- b) dans le cas d'un groupe existant qui atteindra la fin de sa vie utile au cours d'une année civile précédant l'année 2020, au plus tôt le 1^{er} janvier et au plus tard le 1^{er} juin de cette année civile précédant l'année 2020.

Date de présentation

Content of application

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

(3) La demande comporte le numéro d'enregistrement 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.

Demande

Granting of application

(4) The Minister must, within 30 days after receiving the application, grant the application if

- (a) the substituted unit is not involved in an exemption granted under subsection 13(4); and
- (b) the Minister is satisfied that paragraphs (1)(a) to (d) are satisfied.

(4) Le ministre autorise la substitution, dans les trente jours suivant la réception de la demande, si les conditions suivantes sont remplies :

- a) le groupe substitutif n'est pas mis en cause dans une exemption accordée conformément au paragraphe 13(4);
- b) il est convaincu que les conditions visées aux alinéas (1)(a) à (d) sont remplies.

Autorisation

Effect (5) The effect of the granting of the application is that subsection 3(1) applies in respect of the substituted unit rather than the original unit as of the later of

(a) the beginning of the calendar year after an application is made, and

(b) July 1, 2015.

(5) L'autorisation de la substitution entraîne l'application 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 début de l'année civile suivant celle de la présentation de la demande;

b) le 1^{er} juillet 2015.

Effet

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 begins after the day on which the responsible person for that unit and the substituted unit notifies the Minister that they wish that the granting of the application no longer have any effect,

(b) the calendar year that begins after the day on which paragraph (1)(b) is no longer satisfied,

(c) the calendar year that begins after 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 begins after the end of the useful life of the substituted unit, and

(e) a calendar year during which the electricity produced by the substituted unit by means of thermal energy used fossil fuels without any use of coal as a fuel.

(6) La substitution visée au paragraphe (5) prend fin à la plus rapprochée 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 débute après la date de la réception par le ministre d'un avis de la personne responsable indiquant qu'elle renonce à se prévaloir de l'autorisation visée au paragraphe (4);

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

c) l'année civile qui débute après une année civile 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 débute après 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.

Cessation d'effet

EMERGENCY CIRCUMSTANCES

SITUATIONS D'URGENCE

Conditions for application 6. (1) A responsible person for a unit may, under emergency circumstances referred to in subsection (2), apply to the Minister for an exemption from the application of subsection 3(1) in respect of the unit, if

(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.

6. (1) Une personne responsable d'un groupe peut, 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 suivantes sont réunies :

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.

Conditions de la demande

Definition 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.

(2) Une situation d'urgence résulte de l'une ou l'autre des circonstances suivantes :

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.

Définition de situations d'urgence

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 registration number of the unit and information, with supporting documentation, to demonstrate that paragraphs (1)(a) and (b) are satisfied.

(3) La personne responsable présente au ministre, 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 ainsi que les renseignements établissant, documents à l'appui, que les conditions visées aux alinéas (1)a) et b) sont réunies.

Demande

Granting of exemption	(4) The Minister must, within 30 days of receipt of the application, grant the exemption if the Minister is satisfied that paragraphs (1)(a) and (b) are satisfied.	(4) S'il est convaincu que les conditions visées aux alinéas (1)a) et b) sont réunies, le ministre accorde l'exemption, dans les trente jours suivant la réception de la demande.	Décision du ministre
Period of exemption	(5) The exemption has effect as of the day on which the emergency circumstance began 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) 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 effect.	(5) L'exemption est valide à compter de la date à laquelle la situation d'urgence est survenue jusqu'à la plus rapprochée des dates suivantes : a) le quatre-vingt-dixième jour suivant cette date; b) la date fixée par le ministre; 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.	Durée de l'exemption
Extension	7. (1) If paragraphs 6(1)(a) and (b) will continue to apply on and after the day on which an exemption granted under subsection 6(4) is to cease to have effect, the responsible person may, before that day, apply to the Minister for an extension of the exemption.	7. (1) Si les conditions visées aux alinéas 6(1)a) et b) persistent au-delà de la durée de l'exemption accordée au titre du paragraphe 6(4), la personne responsable peut, avant l'expiration de l'exemption, présenter au ministre une demande de prolongation de celle-ci.	Demande de prolongation
Application	(2) The application must include the registration number of the unit and information, with supporting documentation, to demonstrate that (a) paragraphs 6(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.	(2) La demande comporte le numéro d'enregistrement du groupe en cause ainsi que les renseignements établissant, documents à l'appui, que les éléments suivants sont établis : a) les alinéas 6(1)a) et b) continueront de s'appliquer après l'expiration de l'exemption accordée au titre du paragraphe 6(4); b) des mesures — autres que l'exploitation du groupe pendant la durée de l'exemption — ont été et sont prises afin de réduire le risque de l'interruption ou d'en atténuer les conséquences ou de rétablir l'approvisionnement en électricité, selon le cas.	Demande de prolongation
Granting of extension	(3) The Minister must, within 15 days after receiving the application, grant the extension if Minister is satisfied that paragraphs (2)(a) and (b).	(3) S'il est convaincu que les éléments visés aux alinéas (2)a) à b) sont établis, le ministre autorise la prolongation de l'exemption dans les quinze jours suivant la réception de la demande.	Décision du ministre
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 6(5)(c).	(4) La prolongation est valide jusqu'à la plus rapprochée des dates suivantes : 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 6(5)c).	Durée de la prolongation

CARBON CAPTURE AND STORAGE

CAPTAGE ET SÉQUESTRATION DE CARBONE

Temporary Exemption — System to be Constructed

Exemption temporaire — système à construire

Application	8. (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) for a new unit, the unit is designed to permit its integration with a carbon capture and storage system; and (b) for an old unit, the unit may be retrofitted to permit its integration with a carbon capture and storage system.	8. (1) La personne responsable d'un groupe nouveau 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 système de captage et de séquestration de carbone.	Demande
-------------	---	--	---------

Granting and content of application

(2) The application must indicate the registration number of the unit and include the following supporting documents and information:

(a) a copy of the resolution of the board of directors of the owner of the new unit or old unit in question that approved of the construction of a carbon capture and storage system for the unit;

(b) a declaration that includes the following statements:

(i) that, based on the economic feasibility study referred to in paragraph (c), the unit, when 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) that, based on the technical feasibility study referred to in paragraph (d) and the implementation plan referred to in paragraph (f), the responsible person expects to satisfy the requirements referred to in section 9 and, as a result, to be in compliance with subsection 3(1) by January 1, 2025;

(c) 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;

(d) a technical feasibility study that establishes — based on information referred to in Schedule 2 related to the capture element, transportation element and storage element 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 CO₂ emissions to suitable geological sites for storage, and

(iii) storing the captured CO₂ emissions in those suitable geological sites;

(e) a description of any work that has been done to satisfy the requirements referred to in section 9, along with the information referred to in Schedule 3 with respect to that work; and

(f) 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 referred to in section 9, 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 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

(2) La demande comporte le numéro d'enregistrement du groupe en cause ainsi que les renseignements et documents suivants :

a) une copie de la résolution du conseil d'administration du propriétaire du groupe nouveau ou du groupe en fin de vie utile approuvant la construction du système de captage et de séquestration de carbone du groupe en cause;

b) une déclaration comportant les éléments suivants :

(i) une mention portant, qu'à la connaissance de la personne responsable et selon ce qu'elle tient pour véridique, l'étude visée à l'alinéa c) démontre la viabilité économique du groupe auquel sera intégré le système de captage et de séquestration de carbone,

(ii) une mention portant que, selon l'étude de faisabilité visée à l'alinéa d) et le plan de mise en œuvre visé à l'alinéa f), elle prévoit remplir les exigences prévues à l'article 9 afin de se conformer au paragraphe 3(1) au plus tard le 1^{er} janvier 2025;

c) une étude de faisabilité démontrant la viabilité économique du groupe auquel sera intégré le système de captage et de séquestration de carbone 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;

d) une étude de faisabilité technique démontrant, à l'aide des renseignements prévus 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 CO₂ 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;

e) une description des travaux réalisés afin de respecter les exigences visées à l'article 9, accompagnée des renseignements énumérés à l'annexe 3 reliés à la réalisation de ces travaux;

f) un plan de mise en œuvre comportant une description des travaux à réaliser, ainsi qu'un échéancier des principales étapes de leur réalisation, pour permettre d'atteindre les objectifs suivants :

(i) le respect des exigences prévues à l'article 9,

(ii) la conformité de la personne responsable avec le paragraphe 3(1) au plus tard le 1^{er} janvier 2025, 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 conformément

Demande et autorisation

accordance with the laws of Canada or a province, or the United States or one of its states, that regulate, as the case may be, that transportation or storage.

aux lois applicables du Canada ou de la province qui réglemente cette activité et les transporte et séquestre conformément aux lois applicables du Canada ou de la province qui réglemente ces activités ou aux lois applicables des États-Unis ou d'un de ses États, lorsque ces activités y sont réglementées.

Granting of application

(3) The Minister must, within 120 days after receiving the application, grant the temporary exemption if

- (a) the resolution referred to in paragraph (2)(a) unconditionally approves of the construction of a carbon capture and storage system for the unit;
- (b) the application includes the documents referred to in subsection (2); and
- (c) the information contained in those documents can reasonably be regarded as establishing that

- (i) the operation of the unit, when integrated with the 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 referred to in section 9 has been satisfied by work done before the application was made, and
- (iv) the responsible person will satisfy the requirements of section 9 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.

(3) Le ministre autorise l'exemption temporaire dans les cent vingt jours suivant la réception de la demande si les conditions suivantes sont réunies :

- a) la construction est approuvée sans condition par la résolution visée à l'alinéa (2)a);
- b) la personne responsable a fourni les documents visés au paragraphe (2);
- c) les renseignements contenus dans ces documents peuvent raisonnablement être considérés comme établissant :

- (i) la viabilité économique du groupe auquel sera 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 carbone,
- (iii) le cas échéant, le respect d'une exigence prévue à l'article 9 à la suite de travaux achevés avant la demande,
- (iv) la conformité de la personne responsable avec les exigences prévues à l'article 9 afin de se conformer au paragraphe 3(1) au plus tard le 1^{er} janvier 2025.

Autorisation

Duration

(4) A temporary exemption, unless revoked under section 12, remains in effect until December 31, 2024.

(4) L'exemption temporaire est levée le 31 décembre 2024, sauf si elle est antérieurement révoquée conformément à l'article 12.

Durée

Requirements

9. A responsible person who has been granted a temporary exemption in respect of a unit under subsection 8(3) must satisfy the following requirements:

- (a) carry out a front end engineering design study by
 - (i) in the case of a new unit, January 1, 2020, and
 - (ii) in the case of an old unit,
 - (A) July 1, 2016, if the end of its useful life occurred before July 1, 2015, and
 - (B) in any other case, the earlier of
 - (I) one year after the end of its useful life, and
 - (II) January 1, 2020;
- (b) purchase any major equipment that is necessary for the capture element by
 - (i) in the case of a new unit, January 1, 2021, and
 - (ii) in the case of an old unit,
 - (A) July 1, 2017, if the end of its useful life occurred before July 1, 2015; and
 - (B) in any other case, the earlier of
 - (I) two years after the end of its useful life, and
 - (II) January 1, 2021;

9. La personne responsable qui est titulaire d'une exemption temporaire accordée, à l'égard d'un groupe, en vertu du paragraphe 8(3) doit :

- a) réaliser une étude d'ingénierie d'avant-projet détaillé dans le délai suivant :
 - (i) s'il s'agit d'un groupe nouveau, au plus tard le 1^{er} janvier 2020,
 - (ii) s'il s'agit d'un groupe en fin de vie utile :
 - (A) dans le cas où la fin de sa vie utile est atteinte avant le 1^{er} juillet 2015, au plus tard le 1^{er} juillet 2016,
 - (B) dans les autres cas, au plus tard à celle des dates ci-après qui est antérieure à l'autre :
 - (I) la date qui suit d'un an celle de la fin de sa vie utile,
 - (II) le 1^{er} janvier 2020;
- b) acheter tous les équipements majeurs nécessaires pour l'élément de captage dans le délai suivant :
 - (i) s'il s'agit d'un groupe nouveau, au plus tard le 1^{er} janvier 2021,
 - (ii) s'il s'agit d'un groupe en fin de vie utile :
 - (A) dans le cas où la fin de sa vie utile est atteinte avant le 1^{er} juillet 2015, au plus tard le 1^{er} juillet 2017,

Exigences rattachées à l'exemption

(c) enter into any contract required for the transportation and storage of CO₂ emissions from the unit by

(i) in the case of a new unit, January 1, 2022, and

(ii) in the case of an old unit,

(A) July 1, 2018, if the end of its useful life occurred before July 1, 2015, and

(B) in any other case, the earlier of

(I) three years after the end of its useful life, and

(II) January 1, 2022;

(d) take all necessary steps to obtain all permits or approvals required in relation to the construction of the capture element by

(i) in the case of a new unit, January 1, 2022, and

(ii) in the case of an old unit,

(A) July 1, 2018, if the end of its useful life occurred before July 1, 2015, and

(B) in any other case, the earlier of

(I) three years after the end of its useful life, and

(II) January 1, 2022;

(e) in the case of an old unit, take all necessary steps to secure delivery of the major equipment referred to in paragraph (b) by

(i) July 1, 2019, if the end of its useful life occurred before July 1, 2015, and

(ii) in any other case, the earlier of

(A) four years after the end of its useful life, and

(B) January 1, 2023;

(f) 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 the United States or one of its states, that regulate, as the case may be, that transportation or storage by

(i) in the case of a new unit, January 1, 2024, and

(ii) in the case of an old unit,

(A) July 1, 2020, if the end of its useful life occurred before July 1, 2015, and

(B) in any other case, the earlier of

(I) five years after the end of its useful life, and

(II) January 1, 2024;

(g) in the case of an old unit that is operating with an integrated carbon capture and storage system, ensure that, during a calendar year, at least 30% of the CO₂ emissions from the combustion of fossil fuels in the unit 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 the United States or one of its

(B) dans les autres cas, au plus tard à celle des dates ci-après qui est antérieure à l'autre :

(I) la date qui suit de deux ans celle de la fin de sa vie utile,

(II) le 1^{er} janvier 2021;

c) conclure tout contrat nécessaire au transport et à la séquestration des émissions de CO₂ dans le délai suivant :

(i) s'il s'agit d'un groupe nouveau, au plus tard le 1^{er} janvier 2022,

(ii) s'il s'agit d'un groupe en fin de vie utile :

(A) dans le cas où la fin de sa vie utile est atteinte avant le 1^{er} juillet 2015, au plus tard le 1^{er} juillet 2018,

(B) dans les autres cas, au plus tard à celle des dates ci-après qui est antérieure à l'autre :

(I) la date qui suit de trois ans celle de la fin de sa vie utile,

(II) le 1^{er} janvier 2022;

d) prendre toutes les dispositions nécessaires afin d'obtenir les permis ou autorisations préalables à la construction de l'élément de captage dans le délai suivant :

(i) s'il s'agit d'un groupe nouveau, au plus tard le 1^{er} janvier 2022,

(ii) s'il s'agit d'un groupe en fin de vie utile :

(A) dans le cas où la fin de sa vie utile est atteinte avant le 1^{er} juillet 2015, au plus tard le 1^{er} juillet 2018,

(B) dans les autres cas, au plus tard à celle des dates ci-après qui est antérieure à l'autre :

(I) la date qui suit de trois ans celle de la fin de sa vie utile,

(II) le 1^{er} janvier 2022;

e) s'il s'agit d'un groupe en fin de vie utile, prendre toutes les dispositions nécessaires afin de voir à ce que chaque équipement majeur visé à l'alinéa b) soit livré dans le délai suivant :

(i) dans le cas où la fin de sa vie utile est atteinte avant le 1^{er} juillet 2015, au plus tard le 1^{er} juillet 2019,

(ii) dans les autres cas, à celle des dates ci-après qui est antérieure à l'autre :

(A) la date qui suit de quatre ans celle de la fin de sa vie utile,

(B) le 1^{er} janvier 2023;

f) 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 lois applicables du Canada ou de la province qui réglemente cette activité et les transporte et les séquestre conformément aux lois applicables du Canada ou de la province qui réglemente ces activités ou aux lois applicables des États-Unis ou d'un de ses États, lorsque ces activités y sont réglementées, dans le délai suivant :

(i) s'il s'agit d'un groupe nouveau, au plus tard le 1^{er} janvier 2024,

states, that regulate, as the case may be, that transportation or storage by

- (i) July 1, 2021, if the end of its useful life occurred before July 1, 2015, and
- (ii) in any other case, the earlier of
 - (A) six years after the end of its useful life, and
 - (B) January 1, 2024.

(ii) s'il s'agit d'un groupe en fin de vie utile :

(A) dans le cas où la fin de sa vie utile est atteinte avant le 1^{er} juillet 2015, au plus tard le 1^{er} juillet 2020,

(B) dans les autres cas, au plus tard à celle des dates ci-après qui est antérieure à l'autre :

(I) la date qui suit de cinq ans celle de la fin de sa vie utile,

(II) le 1^{er} janvier 2024;

g) dans le cas d'un groupe en fin de vie utile auquel est intégré le système de captage et de séquestration de carbone, veiller à ce qu'au moins 30 % des émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles par le groupe soit, au cours d'une année civile, capté conformément aux lois applicables du Canada ou de la province qui réglemente cette activité et transporté et séquestré conformément aux lois applicables du Canada ou de la province qui réglemente ces activités ou aux lois applicables des États-Unis ou d'un de ses États, lorsque ces activités y sont réglementées, dans le délai suivant :

(i) dans le cas où la fin de sa vie utile est atteinte avant le 1^{er} juillet 2015, au plus tard le 1^{er} juillet 2021,

(ii) dans les autres cas, au plus tard à celle des dates ci-après qui est antérieure à l'autre :

(A) la date qui suit de six ans celle de la fin de sa vie utile,

(B) le 1^{er} janvier 2024.

Implementation report

10. (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 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 referred to in section 9 that was satisfied during that year, along with the information or 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 most recently provided information 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 referred to in section 9 that remain to be satisfied, and

10. (1) La personne responsable qui est titulaire d'une exemption temporaire à l'égard d'un groupe fournit au ministre, pour chaque année civile suivant la date à laquelle l'exemption a été accordée, un rapport 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 9 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 aux renseignements fournis préalablement au ministre à l'égard de la conception technique proposée de l'élément de captage ou des méthodes ou des routes privilégiées pour le transport ou des sites de séquestration privilégiés du système de captage et séquestration de carbone;

e) une description des mesures à prendre, ainsi qu'un échéancier, pour permettre d'atteindre les objectifs suivants :

- (i) le respect des exigences visées à l'article 9 et non encore respectées,

Rapport de mise en œuvre

	<p>(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 the United States or one of its states, that regulate, as the case may be, that transportation or storage.</p>	<p>(ii) la conformité avec le paragraphe 3(1) au plus tard le 1^{er} janvier 2025 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 conformément aux lois applicables du Canada ou de la province qui réglemente cette activité et les transporte et séquestre conformément aux lois applicables du Canada ou de la province qui réglemente ces activités ou aux lois applicables des États-Unis ou d'un de ses États, lorsque ces activités y sont réglementées.</p>	
Due date	<p>(2) The implementation report must be provided by March 31 of the calendar year that follows the calendar year in question.</p>	<p>(2) Le rapport de mise en œuvre est fourni au ministre au plus tard le 31 mars de l'année civile suivant l'année civile en cause.</p>	Date de présentation
Updated information	<p>11. 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 10(1)(e), the responsible person must send a notice, without delay, to the Minister that indicates the unit's registration number and contains the following information:</p> <p>(a) a description of the event or circumstance and the nature of the prejudice;</p> <p>(b) an explanation of how the prejudice is to be overcome in order to ensure that the objective will be achieved; and</p> <p>(c) in relation to that explanation, an update to any information previously provided to the Minister under paragraphs 10(1)(c) to (e), together with any necessary supporting documents.</p>	<p>11. En cas de circonstance ou d'événement pouvant limiter la capacité de la personne responsable d'atteindre les objectifs visés à l'alinéa 10(1)e), la personne responsable transmet, sans délai, un avis au ministre comportant le numéro d'enregistrement du groupe en cause ainsi que les renseignements suivants :</p> <p>a) une description de toute circonstance ou de tout événement qui en est la cause et la nature de la limitation;</p> <p>b) une explication des solutions envisagées par la personne responsable qui permettront d'atteindre ces objectifs;</p> <p>c) à l'égard de cette explication, une mise à jour des renseignements visés aux alinéas 10(1)c) à e) qui ont été fournis au ministre, documents à l'appui.</p>	Mise à jour des renseignements
Revocation — non-satisfaction or misleading	<p>12. (1) The Minister must revoke a temporary exemption granted under subsection 8(3) if</p> <p>(a) the responsible person does not satisfy a requirement referred to in section 9; or</p> <p>(b) any information indicated or contained in the application for the temporary exemption, an implementation report referred to in section 10 or a notice referred to in section 11 is false or misleading.</p>	<p>12. (1) Le ministre révoque l'exemption temporaire accordée conformément au paragraphe 8(3) dans les cas suivants :</p> <p>a) la personne responsable ne respecte pas l'une ou l'autre des exigences prévues à l'article 9;</p> <p>b) les renseignements fournis lors de la demande, ceux fournis dans le rapport de mise en œuvre visé à l'article 10 ou dans l'avis visé à l'article 11 sont faux ou trompeurs.</p>	Revocation — non-respect d'exigences ou renseignements trompeurs
Revocation — implementation report or reasonable grounds	<p>(2) The Minister may revoke the temporary exemption if</p> <p>(a) the responsible person has not provided an implementation report in accordance with section 10;</p> <p>(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 9(f) by the date referred to in that paragraph; or</p> <p>(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.</p>	<p>(2) Le ministre peut révoquer l'exemption temporaire dans les cas suivants :</p> <p>a) la personne responsable n'a pas fourni le rapport de mise en œuvre conformément à l'article 10;</p> <p>b) le ministre a des motifs raisonnables de croire que le système de captage et de séquestration de carbone du groupe ne sera pas en mesure de capturer, transporter et séquestrer les émissions de CO₂ provenant du groupe en cause conformément à l'alinéa 9f) dans le délai qui y est prévu;</p> <p>c) le ministre a des motifs raisonnables de croire que la personne responsable ne sera pas en mesure, au 1^{er} janvier 2025, d'émettre des émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles par le groupe conformément au paragraphe 3(1).</p>	Revocation — rapport non fourni ou motifs raisonnables
Reasons and representations	<p>(3) The Minister must not revoke the temporary exemption under subsection (1) or (2) unless the Minister has provided the responsible person with</p> <p>(a) written reasons for the proposed revocation; and</p>	<p>(3) Le ministre ne peut révoquer l'exemption temporaire au titre des paragraphes (1) ou (2) sans :</p> <p>a) avoir avisé par écrit la personne responsable des motifs de la révocation projetée;</p>	Avis préalable et observations

(b) an opportunity to be heard, by written representation, in respect of the proposed revocation.

b) lui avoir donné la possibilité de présenter des observations par écrit à cet égard.

*Eighteen-month Exemption —
Existing Unit with System*

*Exemption de dix-huit mois — Groupe
existant avec système construit*

Exemption

13. (1) A responsible person for an old unit may, on application made to the Minister before September 1, 2021, be exempted from the application of subsection 3(1) in respect of the old unit for a period of 18 consecutive months that begins on January 1 of the calendar year subsequent to the calendar year in which the application is made if

13. (1) La personne responsable d'un groupe en fin de vie utile peut être exemptée, sur demande présentée au ministre avant le 1^{er} septembre 2021, de l'application du paragraphe 3(1) à l'égard de ce groupe pour une période de dix-huit mois consécutifs débutant le 1^{er} janvier de l'année civile suivant celle de la présentation de la demande si les conditions suivantes sont réunies :

Exemption

- (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 before the calendar year in which the application is made, was equal to or greater than the production capacity of the old unit during that calendar year;
- (c) the existing unit and the old unit are located in the same province;
- (d) the CO₂ emissions from the combustion of fossil fuels in the existing unit 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 the United States or one of its states, that regulate, as the case may be, that transportation or storage;
- (e) at least 30% of those CO₂ emissions are captured, transported and stored in accordance with paragraph (d) for a period of five consecutive calendar years; and
- (f) the existing unit does not reach the end of its useful life during that period.

- 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;
- c) le groupe en fin de vie utile et le groupe existant sont situés dans la même province;
- d) les émissions de CO₂ provenant de la combustion des combustibles fossiles par le groupe existant sont captées conformément aux lois applicables du Canada ou de la province qui réglemente cette activité et transportées et séquestrées conformément aux lois applicables du Canada ou de la province qui réglemente ces activités ou aux lois applicables des États-Unis ou d'un de ses États, lorsque ces activités y sont réglementées;
- e) elles sont en outre captées, transportées et séquestrées dans une proportion d'au moins 30 % pendant une période de cinq années civiles consécutives;
- f) le groupe existant n'atteint pas la fin de sa vie utile au cours de cette période.

Application

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

(2) La personne responsable d'un groupe en fin 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.

Demande

Contents

(3) The application must indicate the registration number of the old unit and of the existing unit and include supporting documents that contain information to demonstrate that

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

Renseignements et documents

- (a) paragraphs (1)(a) to (d) and (f) are satisfied; and
- (b) for a period of six consecutive months that ends before the day on which the application is made, at least 30% of the CO₂ emissions from the combustion of fossil fuels in the existing unit were captured, transported and stored in accordance with paragraph (1)(d).

- a) que les conditions visées aux alinéas (1)a) à d) et f) sont remplies;
- b) qu'au moins 30 % des émissions de CO₂ provenant de la combustion des combustibles fossiles par le groupe existant ont été captées, transportées et séquestrées conformément à l'alinéa (1)d) au cours d'une période de six mois consécutifs se terminant avant la date à laquelle la demande est présentée.

Grant

(4) The Minister must, within 30 days after receiving the application, grant the exemption if

(4) Le ministre accorde l'exemption, dans les trente jours suivant la réception de la demande, si les conditions suivantes sont remplies :

Autorisation

- (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;

- a) le groupe en fin de vie utile n'a pas précédemment fait l'objet d'une exemption visée au paragraphe (1);
- b) le groupe existant n'a pas été mis en cause dans une exemption visée au paragraphe (1) accordée précédemment;

(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 subsection (3) is satisfied.

c) le groupe existant visé au paragraphe (1) n'est pas un groupe substitutif visé au paragraphe 5(5);
d) il est convaincu que les conditions visées au paragraphe (3) sont remplies.

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 paragraphs (1)(d) and (e) are satisfied for the remaining portion of the period of five consecutive calendar years that begins on or before January 1 of the calendar year in which the application was made.

(5) La personne responsable d'un groupe existant qui bénéficie d'une exemption au titre du paragraphe (4) veille à ce que les conditions visées aux alinéas (1)d) et e) soient remplies pour le reste de la période des cinq années civiles consécutives commençant au plus tard le 1^{er} janvier de l'année civile au cours de laquelle la demande est présentée.

Obligation de capter 30 % des émissions de CO₂

PART 2

PARTIE 2

REPORTING, SENDING
AND RECORDING OF
INFORMATION

RAPPORTS, TRANSMISSION
ET CONSERVATION DES
RENSEIGNEMENTS

Annual report

14. (1) For each calendar year, a responsible person for each of the following units must, on or before June 1 following the end of that calendar year, send an annual report to the Minister that contains the information set out in Schedule 4:

14. (1) Pour chaque année civile, la personne responsable 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 1^{er} juin suivant la fin de cette année :

Rapport annuel

- (a) a new unit;
- (b) an old unit;
- (c) a substituted unit referred to in subsection 5(1); and
- (d) an existing unit referred to in subsection 13(1), if that calendar year is a calendar year included in the remaining portion of the five consecutive calendar years referred to in subsection 13(5).

- a) un groupe nouveau;
- b) un groupe en fin de vie utile;
- c) un groupe substitutif visé au paragraphe 5(1);
- d) un groupe existant visé au paragraphe 13(1), si cette année civile est comprise dans le reste de la période visée au paragraphe 13(5).

Existing units

(2) The responsible person for an existing unit must send a report in accordance with subsection (1) for the calendar year in which its useful life is to end and for the preceding calendar year.

(2) Dans le cas d'un groupe existant, la personne responsable transmet le rapport conformément au paragraphe (1) pour l'année civile au cours de laquelle sa vie utile prendra fin et pour l'année civile précédente.

Groupe existant

Electronic report, notice and application

15. (1) A report or notice that is required, or an application 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.

15. (1) Les rapports et avis exigés par le présent règlement ainsi que les demandes présentées au ministre sont transmis électroniquement selon la forme et le format précisés par le ministre et portent la signature électronique de l'agent autorisé de la personne responsable.

Rapports, avis et demandes électroniques

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.

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

Support papier

Record-making

16. (1) A responsible person for a unit must make a record

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

Conservation

- (a) of any application referred to in subsections 5(3), 6(3), 7(2), 8(2) or 13(3), including the information referred to in those subsections, along with a copy of the supporting documents;

- a) une copie de toute demande visée aux paragraphes 5(3), 6(3), 7(2), 8(2) ou 13(3) et des renseignements qu'elle comporte, y compris une copie des documents fournis à l'appui;

- (b) of any notice referred to in section 11 that was sent to the Minister, along with a copy of the information that was contained in it and any supporting documents;
- (c) for each calendar year during which a responsible person used a continuous emission monitoring system referred to in paragraph 19(1)(a), of any document, record or information referred to in section 8 of the Reference Method;
- (d) of the results of the analysis of every sample collected in accordance with section 26;
- (e) of every measurement and calculation used to determine a value of an element of a formula set out in section 18 and sections 20 to 23;
- (f) that demonstrates that the installation, maintenance and calibration of measuring instruments referred to in subsection 24(1) was in accordance with that subsection and subsection 24(3) and of every calibration referred to in subsection 24(2); and
- (g) that demonstrates that any meter referred to in section 18 complies with the requirements of the *Electricity and Gas Inspection Act* and the *Electricity and Gas Inspection Regulations*, including a certificate of inspection or verification referred to in those regulations.

- b) le cas échéant, une copie de l'avis visé à l'article 11 transmis au ministre et des renseignements qu'il comporte, y compris une copie des documents fournis à l'appui;
- c) 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 19(1)a), les renseignements et les documents visés à la section 8 de la Méthode de référence;
- d) le résultat d'analyse de chaque échantillon prélevé conformément à l'article 26;
- e) les mesures et calculs effectués pour déterminer la valeur de chacune des variables mentionnées dans les formules prévues aux articles 18 et 20 à 23;
- f) la démonstration établissant que l'installation, l'entretien et l'étalonnage des instruments de mesure visés au paragraphe 24(1) sont conformes à ce paragraphe et au paragraphe (3) de cet article, y compris les résultats de l'étalonnage effectués à la fréquence applicable visée au paragraphe (2) de cet article;
- g) la démonstration que les compteurs visés à l'article 18 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*, y compris une copie des documents à l'appui.

When records made

(2) Records referred to in paragraphs (1)(c) to (g) must be made as soon as feasible but not later than 15 days after the information to be recorded becomes available.

(2) Les renseignements et documents visés aux alinéas (1)c) à g) sont versés aux dossiers dès que possible, mais au plus tard quinze jours après le moment où ils sont accessibles.

Consignation

Retention of records and reports

17. A responsible person who is required under these Regulations to make a record or send a report must keep the record or a copy of the report, 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. 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 one of those other places, the person must provide the Minister with the civic address of that other place.

17. Toute personne responsable tenue de verser aux dossiers des renseignements ou documents ou de transmettre un rapport en application du présent règlement doit conserver les renseignements en cause ou la copie du rapport, ainsi que tout document à l'appui, pendant au moins sept ans après les avoir versés aux dossiers ou avoir transmis les rapports. 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.

Conservation des renseignements et des rapports

PART 3

PARTIE 3

QUANTIFICATION RULES

RÈGLES DE QUANTIFICATION

PRODUCTION OF ELECTRICITY

PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Electricity

18. (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*;

Quantité

18. (1) La quantité d'électricité visée à l'alinéa 3(2)a) est calculée conformément à la formule suivante :

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

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*;

G_{aux} is the quantity of electricity — that is used by the facility in which the unit is located during the calendar year to operate infrastructure and equipment and that is related to the unit for electricity generation and for separation, but not pressurization, of CO₂ — expressed in GWh and determined under a method of attribution considered by the responsible person to be most appropriate, 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*.

G_{aux} la quantité d'électricité, exprimée en GWh, — utilisée par la centrale où le groupe est situé, au cours de l'année civile en cause, pour le fonctionnement de l'infrastructure et de l'équipement reliés à ce groupe pour la production d'électricité et la séparation de CO₂, autres que les équipements de pressurisation — et déterminée selon la méthode d'attribution que la personne responsable estime la plus 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*.

Same method of attribution in subsequent years

(2) Once the responsible person has, for a calendar year, decided on the method of attribution referred to in the description of G_{aux} that they consider to be most appropriate, they must use that method for every subsequent calendar year, unless

(2) Dès que la personne responsable a choisi la méthode d'attribution, selon la variable G_{aux} à l'égard d'une année civile, qu'elle estime la plus appropriée, elle utilise cette méthode pour les années civiles subséquentes, sauf si, au cours d'une de celles-ci :

Méthode d'attribution — années civiles subséquentes

- (a) during a subsequent calendar year, a unit located at the facility ceases to produce electricity or a new unit is added to those located at the facility; or
- (b) during a subsequent calendar year, the operation of any unit located at the facility is integrated with a carbon capture and storage system.

- a) un groupe qui se trouve à la centrale 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.

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 the method that they consider most appropriate under the circumstances described in that paragraph. Subsection (2) applies in respect of that 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.

(3) Dans le cas où l'un des alinéas (2)a) et b) s'applique au cours d'une année civile subséquente, la personne responsable utilise — pour le calcul de la variable G_{aux} à l'égard de cette année subséquente — la méthode d'attribution jugée la plus 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.

Changement de méthode d'attribution

CO₂ EMISSIONS

ÉMISSIONS DE CO₂

Quantification Methods

Méthodes de quantification

CEMS or fuel-based methods

19. (1) For the purposes of sections 3 and 14, the quantity of CO₂ emissions from the combustion of fossil fuels in a unit for a calendar year is to be determined

19. (1) Pour l'application des articles 3 et 14, la quantité des émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles par un groupe au cours d'une année civile donnée est déterminée :

Système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions ou méthode fondée sur le type de combustible

- (a) by using a continuous emission monitoring system (CEMS) in accordance with section 20; or
- (b) by using a fuel-based method, based on the quantity of carbon in the fossil fuel fed for combustion, in accordance with section 21 and section 22 or 23.

- a) soit à l'aide d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions conformément à l'article 20;
- 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 21 et 22 ou 23.

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 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 concentration of CO₂ in, those emissions.

(2) Lorsqu'un système de gazéification du charbon 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 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.

Émissions provenant du système de gazéification

*Continuous Emissions
Monitoring System*

*Système de mesure et d'enregistrement
en continu des émissions*

Quantification

20. (1) If paragraph 19(1)(a) applies, the quantity of CO₂ emissions referred to in subsection 19(1) is to be determined in accordance with the following formula:

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

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 paragraphs 23(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 paragraphs 22(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 CO₂ 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 described by E_u — that is determined using a direct measurement of the flow of, and concentration of CO₂ in, the emissions from that combustion of fuel but that are not ultimately captured, transported and stored as described in subsection 3(5).

E_{bio} 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) determine the volume of CO₂ emitted from combustion of fuel in the unit for each hour of production of electricity during the calendar year 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

Quantification

20. (1) Dans le cas visé à l'alinéa 19(1)a), la quantité d'émissions de CO₂ visée au paragraphe 19(1) est calculée conformément à la formule suivante :

$$E_g - E_{\text{bio}} + E_{\text{non-ccs}}$$

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 23(1)a) ou b),

(ii) dans les autres cas, celle utilisée conformément à l'une des formules visées aux alinéas 22a) 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);

$E_{\text{non-ccs}}$ la quantité, exprimée en tonnes, des émissions de CO₂ 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 visée 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 CO₂ et qui n'est pas captée, transportée et séquestrée conformément au paragraphe 3(5).

E_{bio} selon la
méthode de
quantification
fondée sur les
données
provenant du
système de
mesure et
d'enregistre-
ment en
continu des
émissions

(2) Pour la détermination de la variable E_{bio} , la méthode de quantification fondée sur les données provenant du système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions vise à effectuer dans l'ordre ci-après les calculs suivants :

a) calculer le volume de CO₂ émis à partir du groupe pour chaque heure de production d'électricité 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 :

$\%CO_{2w,h}$ la concentration moyenne d'émissions de CO₂ émis par la combustion de

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 relation to all those gases — 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,

t_h is the period during which the unit produced electricity, expressed in hours to two decimal places, the digit at the second decimal place being increased by one if the digit at the third decimal place is 5 or more;

(b) determine 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} , in accordance with the following formula:

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

where

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

(a) for solid fuels, in the same manner as used in the determination of M_f in the formula set out in paragraph 22(1)(a) and expressed in tonnes,

(b) for liquid fuels, in the same manner as used in the determination of V_f in the formula set out in paragraph 22(1)(b) and expressed in kL, and

(c) for gaseous fuels, in the same manner as used in the determination of V_f in the formula set out in paragraph 22(1)(c) and expressed in standard m³;

i is the i^{th} 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” — as the case may be, the default value as set out in column 3 of the Table to subsection (3) for each fuel type set out in column 2 of that Table or as determined for that fuel type in accordance with Appendix A of the Reference Method — expressed in standard m³ of CO₂/GJ,

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, selon le cas, 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,

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

t_h la période au cours de laquelle le groupe a produit de l’électricité, exprimée en heures décimales au centième près, les résultats ayant au moins cinq en troisième décimale étant arrondis au centième supérieur;

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

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

où :

Q_i la quantité de chaque combustible 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 22(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 22(1)b), cette quantité étant exprimée en kL,

c) pour les combustibles gazeux, de la même façon que la variable V_c de la formule prévue à l’alinéa 22(1)c), cette quantité étant exprimée en m³ normalisés,

i le i° 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 à 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} — 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) the default higher heating value listed in column 2 of Schedule 5 for the fossil fuel type “i” listed in column 1 of that Schedule, and
 (b) in the absence of that default higher heating value, a default higher heating value for that fossil fuel type “i” established by a body that is internationally recognized as competent to establish default higher heating values for fuels;

(c) determine the volume of CO₂ emitted from the combustion of biomass in the unit during the calendar year, expressed in standard m³ and referred to in this subsection as V_{bio}, in accordance with the following formula:

$$V_T - V_{ff}$$

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_{ff} is the element determined in accordance with the formula set out in paragraph (b); and

(d) determine the quantity of the CO₂ emissions from the combustion of biomass in the unit during the calendar year, namely the element E_{bio} described in the formula set out in subsection (1), by making the following two determinations:

(i) determine 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, referred to in this section as Bio_{fr}, in accordance with the following formula:

$$\frac{V_{bio}}{V_T}$$

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) determine the quantity of CO₂ emissions namely E_{bio} 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 paragraph (i),

HHV_{d,i} le pouvoir calorifique 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 « 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 « i » établi par un organisme reconnu à l'échelle internationale comme compétent pour établir des pouvoirs calorifiques supérieurs par défaut pour les combustibles;

c) calculer le volume d'émissions de CO₂ provenant de la combustion de biomasse par le groupe au cours de l'année civile en cause, exprimée en m³ normalisés et identifiée 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 calculés selon l'alinéa a),

V_{cf} la variable calculée selon la formule prévue à l'alinéa b);

d) calculer la quantité des émissions de CO₂ 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 calculs suivants :

(i) calculer la fraction du volume des émissions de CO₂ provenant de la combustion de biomasse par rapport au volume total des émissions provenant de la combustion de combustibles par le 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} 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 visée à l'alinéa c),

V_T la valeur de la variable V_T calculée conformément à la formule visée à l'alinéa c),

(ii) calculer la quantité des émissions de CO₂ identifiée par la variable E_{bio} selon la formule suivante :

$$(Bio_{fr} \times E_g) - E_s$$

où :

Bio_{fr} la fraction du volume des émissions de CO₂ provenant de la combustion

E_u is the value for E_u determined in accordance with the formula set out in subsection (1), and

E_s is the quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes, measured by the CEMS that is released from the use of sorbent to control the emission of sulphur dioxide from the unit during the calendar year, determined in accordance with the following formula:

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

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

MW_s is the molecular weight of the sorbent material, expressed in grams, where $MW_s = 100$ g if the sorbent material is CaCO₃.

de biomasse par rapport au volume total des émissions provenant de la combustion de combustibles par le groupe au cours de l'année civile en cause déterminée conformément à la formule visée au sous-alinéa (i),

E_g la valeur de la variable E_g déterminée conformément à 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 provenant de la combustion de combustibles fossiles par le groupe au cours de l'année civile en cause et mesurée par le système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, calculée selon la formule suivante :

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

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,

MW_s la masse moléculaire du sorbant, exprimée en grammes, où $MW_s = 100$ g lorsqu'il s'agit de CaCO₃.

Default F-factor

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

TABLE

Item	Fossil fuel	Type	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

Disaggregation

(4) Despite subsection (1), if there is one or more other units at a facility where a unit is located and a CEMS measures emissions from that unit and some 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 heat input of that unit and all of

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

Facteur F par défaut

TABLEAU

Article	Combustible fossile	Type	Facteur F (m ³ 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 plusieurs groupes sont situés à une centrale 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 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

Cheminée commune — désagrégation

those other units sharing the common stack in accordance with the following formula:

$$\left[\frac{\sum_{j=1}^n Q_{uj} \times \text{HHV}_{uj}}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n Q_{ij} \times \text{HHV}_{ij}} \right] \times E$$

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 used in the determination of M_f in the formula set out in paragraph 22(1)(a) and expressed in tonnes,

(b) for a liquid fuel, in the same manner used in the determination of V_f in the formula set out in paragraph 22(1)(b) and expressed in kL, and

(c) for a gaseous fuel, in the same manner used in the determination of V_f in the formula set out in paragraph 22(1)(c) and expressed in standard m^3 ;

HHV_{uj} is the higher heating value, determined in accordance with section 23 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”;

i is the i^{th} unit located at the facility with “i” going from the number 1 to n , where n is the number of units that share a common stack;

j is the j^{th} fuel type, including types of biomass, combusted during the calendar year in a unit located at the facility 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 described in Q_{uj} ;

HHV_{ij} is the higher heating value, determined in accordance with section 23 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 CO_2 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 20(1).

paragraphe (1), est calculée en fonction de la proportion du flux calorifique à l’alimentation du groupe par rapport à celui de l’ensemble des groupes qui partagent une cheminée commune, selon la formule suivante :

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

où :

Q_{gj} représente la quantité du combustible du 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 22(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 22(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 22(1)c), cette quantité étant exprimée en m^3 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, calculé conformément à l’article 23 et exprimé selon l’unité de mesure applicable mentionnée à cet article;

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

j le j^{e} 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 et « j » équivalant au chiffre 1 à n et n équivalant au nombre de types de combustible;

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

HHV_{ij} le pouvoir calorifique supérieur du combustible de type « j » brûlé par le groupe « i » au cours de l’année civile en cause, calculé conformément à l’article 23 et exprimé selon l’unité de mesure applicable mentionnée à cet article;

E la quantité, exprimée en tonnes, des émissions de CO_2 provenant de tous les groupes par suite de la combustion de combustibles, mesurée par un système de mesure et d’enregistrement en continu des émissions sur la cheminée commune au cours de l’année civile en cause conformément au paragraphe 20(1).

Fuel-based Methods

Quantification fondée sur le type de combustible brûlé

Determination **21.** If paragraph 19(1)(b) applies, the quantity of CO₂ emissions referred to subsection 19(1) is to be determined by the following formula:

$$\sum_{i=1}^n E_i \times E_s - E_{ccs}$$

where

E_i is the quantity of CO₂ emissions attributable to the combustion of fossil fuel “i” in the unit during the calendar year, expressed in tonnes, determined in accordance with section 22 or 23;

i is the i^{th} 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 in the formula set out in subparagraph 20(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 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 the United States or one of its states, that regulate, as the case may be, that transportation or storage, which quantity is determined using a direct measurement of the flow of, and concentration of CO₂ in, those emissions.

21. Dans le cas visé à l’alinéa 19(1)b), la quantité des émissions de CO₂ visée au paragraphe 19(1) est calculée conformément à la formule suivante :

$$\sum_{i=1}^n E_i \times E_s - E_{scs}$$

où :

E_i représente la quantité d’émissions de CO₂, exprimée en tonnes, qui est attribuable à la combustion de combustible fossile de type « i » qui a été brûlé par le groupe au cours de l’année civile en cause, et est calculée conformément à l’article 22 ou 23;

i le i^{e} type de combustible fossile qui a été ainsi 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 variable E_s de la formule prévue au sous-alinéa 20(2)d)(ii);

E_{scs} la quantité de CO₂, exprimée en tonnes, contenue dans les émissions provenant de la combustion de combustibles par le groupe au cours de l’année civile en cause qui sont captées conformément aux lois du Canada ou de la province qui réglemente cette activité et transportées et séquestrées conformément aux lois du Canada ou de la province qui réglemente ces activités ou aux lois 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.

Calcul

Measured carbon content **22.** (1) Subject to section 23, 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

M_f is the mass of the fuel combusted during 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 used in the determination of M_f ;

(b) for a liquid fuel

$$V_f \times CC_A \times 3.664$$

where

V_f is the volume of the fuel combusted during the calendar year, expressed in

22. (1) Sous réserve de l’article 23, la quantité d’émissions de CO₂, exprimée en tonnes, qui est 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 suivantes qui s’applique :

a) dans le cas de combustibles solides :

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

où :

M_c représente la masse du combustible 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 tonnes,

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 :

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

Contenu en carbone mesuré

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 used in the determination of V_f ; and

(c) for a gaseous fuel

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

where

V_f is the volume of the fuel combusted during the calendar year, expressed in standard m^3 , determined by using flow meters,

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),

MM_A is the average molecular mass of the fuel, expressed in kg per kg-mole of the fuel, determined based on fuel samples collected in accordance with section 26, and

MV_{cf} is the molar volume conversion factor, namely 23.645 standard m^3 per kg-mole of the fuel at standard conditions of 15°C and 101.325 kPa.

où :

V_c représente le volume du combustible brûlé au cours de l'année civile, exprimée en kL, calculé 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 m^3 normalisés, calculé à l'aide de débitmètres,

CC_M la moyenne pondérée du contenu en carbone de ce combustible, exprimée en kg de carbone par kg de combustible, calculée conformément au paragraphe (2),

MM_M la masse moléculaire moyenne du combustible, exprimé en kg par kg-mole de combustible, déterminée selon les échantillons de combustibles prélevés conformément à l'article 26,

MV_{fc} le facteur de conversion du volume molaire soit 23,645 m^3 normalisés par kg-mole de combustible aux conditions normalisées de 15 °C et 101,325 kPa.

Weighted average

(2) The weighted average, CC_A referred to in paragraphs (1)(a) to (c) is, based on fuel samples collected in accordance with section 26, 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 i^{th} sampling period expressed for solid fuels, liquid fuels and gaseous fuels, respectively, in the same unit of measure as set out in CC_A , as provided to the responsible person by the supplier of the fuel or determined by the responsible person, and measured

(a) for a solid fuel that is

(i) coal, biomass or derived from waste, in accordance with ASTM D5373-08, entitled *Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal*, and

(ii) any other solid fuel, in accordance with an applicable ASTM

(2) La moyenne pondérée, « CC_M » visée aux alinéas (1)a) à c) est calculée à partir des échantillons de combustible prélevés conformément à l'article 26, 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 carbone, selon le cas, de chaque échantillon ou échantillon composite du type de combustible pour la période d'échantillonnage « i », exprimé pour un combustible solide, liquide ou 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 établi par la personne responsable — déterminé :

a) dans le cas des combustibles solides, conformément à :

(i) s'agissant du charbon, de biomasse ou de dérivés de matières résiduelles, la norme ASTM D5373-08 intitulée *Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal*,

Moyenne pondérée

standard for the measurement of the carbon content of the fuel;

(b) for a liquid fuel, in accordance with any of the following ASTM standards that applies for the measurement of the carbon content of the fuel:

(i) ASTM D3238-95 (2005), entitled *Standard Test Method for Calculation of Carbon Distribution and Structural Group Analysis of Petroleum Oils by the n-d-M Method* and along with either of the following applicable ASTM standards:

(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*, and

(ii) ASTM D5291-10, entitled *Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants*; and

(c) for a gaseous fuel, in accordance with

(i) 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 (2006), 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 i^{th} sampling period referred to in section 26, 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 i^{th} sampling period expressed

- (a) for a solid fuel, in tonnes,
- (b) for a liquid fuel, in kL, and
- (c) for a gaseous fuel, in standard m^3 .

(ii) s’agissant d’autres combustibles solides, la norme ASTM applicable au type de combustible en cause qui permet d’en mesurer le contenu en carbone,

b) dans le cas des combustibles liquides, conformément à l’une ou l’autre des normes applicables suivantes qui permet d’en mesurer le contenu en carbone :

(i) la norme ASTM D3238-95 (2005) 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 Thermoelectric 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*,

c) dans le cas des combustibles gazeux :

(i) soit conformément à l’une ou l’autre des normes applicables suivantes 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 (2006) 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 type de combustible en cause;

i le i^{e} période d’échantillonnage visée à l’article 26, « 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 période d’échantillonnage « i », exprimée :

- a) en tonnes, pour les combustibles solides,
- b) en kL pour les combustibles liquides,
- c) en m^3 normalisés, pour les combustibles gazeux.

Quantification based on HHV	<p>23. (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:</p> <p>(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 and, if not so provided, as so measured by the responsible person; and</p> <p>(b) in the absence of a measured higher heating value referred to in paragraph (a), the default higher heating value, listed in column 2 of Schedule 5, of the fuel, as listed in column 1 and, in the absence of that default higher heating value, a default higher heating value for that fuel established by a body that is internationally recognized as competent to establish default higher heating values for fuels.</p>	<p>23. (1) La quantité d'émissions de CO₂, exprimée en tonnes, qui est attribuable à la combustion d'un combustible visé au paragraphe (2) par un groupe, au cours d'une année civile donnée, peut être déterminée, conformément au paragraphe (4), à l'aide de la valeur du pouvoir calorifique supérieur applicable suivante :</p> <p>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;</p> <p>b) en l'absence de la mesure 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 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.</p>	Quantification fondée sur le pouvoir calorifique supérieur
Eligible fuel	<p>(2) Eligible fuels are</p> <p>(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 6(4);</p> <p>(b) a fuel referred to in section 22 that is combusted during the calendar year at less than any of the average daily rates referred to in subsection (3);</p> <p>(c) a fuel listed in Part 4 of Schedule 5; and</p> <p>(d) a fuel combusted in a standby unit.</p>	<p>(2) Les combustibles pour lesquels la quantité des émissions de CO₂ peut être déterminée conformément au paragraphe (4) sont les suivants :</p> <p>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 6(4);</p> <p>b) chaque combustible visé à l'article 22 brûlé à un taux inférieur à l'un ou l'autre des taux quotidiens moyens visés au paragraphe (3);</p> <p>c) un combustible visé à la partie 4 de l'annexe 5;</p> <p>d) un combustible brûlé par un groupe de réserve.</p>	Critères
Average daily rates	<p>(3) The average daily rates are</p> <p>(a) for a solid fuel, 3 t/day;</p> <p>(b) for a liquid fuel, 1900 L/day; and</p> <p>(c) for a gaseous fuel, 500 standard m³/day.</p>	<p>(3) Les taux quotidiens moyens sont :</p> <p>a) dans le cas des combustibles solides, 3 t/jour;</p> <p>b) dans le cas des combustibles liquides, 1900 L/jour;</p> <p>c) dans le cas des combustibles gazeux, 500 m³ normalisés/jour.</p>	Taux quotidiens moyens
Quantity of emissions	<p>(4) The quantity of emissions is to be determined in accordance with the following formula:</p> $Q \times HHV \times EF \times 0.001$ <p>where</p> <p>Q is the quantity of the fuel combusted in the unit during the calendar year determined</p> <p>(a) for a solid fuel, in the same manner as used in the determination of M_f in the formula set out in paragraph 22(1)(a) and expressed in tonnes,</p> <p>(b) for a liquid fuel, in the same manner as used in the determination of V_f in the formula set out in paragraph 22(1)(b) and expressed in kL, and</p> <p>(c) for a gaseous fuel, in the same manner as used in the determination of the element V_f in the formula set out in paragraph 22(1)(c) and expressed in standard m³;</p>	<p>(4) La quantité des émissions est calculée selon la formule suivante :</p> $Q \times HHV \times EF \times 0,001$ <p>où :</p> <p>Q représente la quantité du combustible brûlé par le groupe au cours de l'année civile en cause, déterminée :</p> <p>a) pour un combustible solide, de la même manière que la variable M_c de la formule prévue à l'alinéa 22(1)a), cette quantité étant exprimée en tonnes,</p> <p>b) pour un combustible liquide, de la même manière que la variable V_c de la formule prévue à l'alinéa 22(1)b), cette quantité étant exprimée en kL,</p> <p>c) pour un combustible gazeux, de la même manière que la variable V_c de la formule prévue à l'alinéa 22(1)c), cette quantité étant exprimée en m³ normalisés;</p>	Quantité des émissions

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 of the higher heating value of the fuel, determined in accordance with subsection (5), based on fuel samples collected in accordance with section 26, and

(b) if paragraph (1)(b) applies, the default higher heating value set out in column 2 of Schedule 5 for the fuel, as listed in column 1 and, in the absence of that default higher heating value, a default higher heating value for that fuel established by a body that is internationally recognized as competent to establish default higher heating values for fuels;

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

HHV la valeur ci-après — exprimée en GJ/tonne pour les combustibles solides, en GJ/kL pour les combustibles liquides et en GJ/m³ normalisé 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 26,

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.

Weighted average

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

$$\frac{\sum_{i=1}^n \text{HHV}_i \times Q_i}{\sum_{i=1}^n Q_i}$$

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 and, if not so provided, as so measured by the responsible person;

i is the ith sampling period referred to in section 26, 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 used in the determination of M_f in the formula set out in paragraph 22(1)(a) and expressed in tonnes,

(b) for a liquid fuel, in the same manner as used in the determination of V_f in the formula set out in paragraph 22(1)(b) and expressed in kL, and

(5) La moyenne pondérée est calculée conformément à la formule suivante :

$$\frac{\sum_{i=1}^n \text{HHV}_i \times Q_i}{\sum_{i=1}^n Q_i}$$

Moyenne pondérée

où :

HHV_i représente la mesure du pouvoir calorifique supérieur, selon le cas, de chaque échantillon ou échantillon composite du combustible pour la période d’échantillonnage « i », 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;

i le i^e période d’échantillonnage visée à l’article 26, « 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 période d’échantillonnage « i », exprimée :

a) pour un combustible solide, de la même façon que la variable M_c de la formule prévue à l’alinéa 22(1)a), et en tonnes,

b) pour un combustible liquide, de la même façon que la variable V_c de la formule prévue à l’alinéa 22(1)b), et en kL,

Measurement
of HHV

- (c) for a gaseous fuel, in the same manner as used in the determination of V_f in the formula set out in paragraph 22(1)(c) and expressed in standard m^3 .
- (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 D5865-10a, entitled *Standard Test Method for Gross Calorific Value of Coal and Coke*,
 - (ii) derived from waste, in accordance with either ASTM D5865-10a or ASTM D5468-02 (2007), entitled *Standard Test Method for Gross Calorific and Ash Value of Waste Materials*, and
 - (iii) any other solid fuel, an applicable ASTM standard for the measurement of the higher heating value of the fuel;
- (b) for a liquid fuel that is
- (i) a middle distillate, 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, an applicable ASTM standard for the measurement of the higher heating value of the fuel; 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*,
 - (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.

c) pour un combustible gazeux, de la même façon que la variable V_c de la formule prévue à l'alinéa 22(1)c), et en m^3 normalisés.

Mesure du
pouvoir
calorifique
supérieur

- (6) Le pouvoir calorifique supérieur d'un combustible est déterminé :
- a) dans le cas des combustibles solides suivants :
- (i) charbon ou biomasse, conformément à la norme ASTM D5865-10a intitulée *Standard Test Method for Gross Calorific Value of Coal and Coke*,
 - (ii) dérivés de matières résiduelles, conformément à la norme ASTM D5865-10a ou à la norme ASTM D5468-02(2007) intitulée *Standard Test Method for Gross Calorific and Ash Value of Waste Materials*,
 - (iii) autres combustibles solides, conformément à la norme ASTM applicable au combustible en cause qui permet d'en mesurer le pouvoir calorifique supérieur;
- b) dans le cas des combustibles liquides suivants :
- (i) distillats intermédiaires, huile et dérivés de matières résiduelles, 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) autres combustibles liquides, conformément à la norme ASTM applicable au combustible en cause qui permet d'en mesurer le pouvoir calorifique supérieur;
- c) dans le cas des combustibles gazeux :
- (i) conformément à l'une ou l'autre des normes ci-après applicables au combustible en cause :
 - (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; s'il ne détermine que le pouvoir calorifique inférieur, celui-ci converti en pouvoir calorifique supérieur.

ACCURACY OF DATA

EXACTITUDE DES DONNÉES

Measuring devices other than CEMS	<p>24. (1) A responsible person for a unit must install, maintain and calibrate any measuring instrument, other than a CEMS referred to in paragraph 19(1)(a), used for the purpose of section 3 or 14 in accordance with the manufacturer's instructions or any applicable generally recognised national or international industry standard.</p>	<p>24. (1) La personne responsable du groupe installe, entretient et étalonne les instruments de mesure, autres que le système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions visé à l'alinéa 19(1)a), utilisés pour l'application des articles 3 ou 14 conformément aux instructions recommandées par le fabricant ou à une norme généralement reconnue par l'industrie à l'échelle nationale ou internationale.</p>	<p>Instruments de mesure autres qu'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions</p>
Frequency of calibration	<p>(2) The responsible person must calibrate every measuring device referred to in subsection (1) at the greater of the following two frequencies:</p> <p>(a) at least once in every calendar year but at least five months after a previous calibration, and</p> <p>(b) the frequency recommended by the manufacturer.</p>	<p>(2) La personne responsable étalonne les instruments de mesure selon la plus exigeante des fréquences suivantes :</p> <p>a) au moins une fois par année civile et à au moins cinq mois d'intervalle;</p> <p>b) à la fréquence minimale recommandée par le fabricant.</p>	<p>Fréquence de l'étalonnage</p>
Accuracy of measurements	<p>(3) Any measuring device referred to in subsection (1) must enable measurements to be made with a margin of error of $\pm 5\%$.</p>	<p>(3) Les instruments de mesures permettent une détermination des mesures selon une marge d'erreur de $\pm 5\%$.</p>	<p>Exactitude des mesures</p>
CEMS	<p>25. (1) A CEMS referred to in paragraph 19(1)(a) that is used by a responsible person for the purpose of section 3 or 14 must comply with the Reference Method.</p>	<p>25. (1) Le système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions visé à l'alinéa 19(1)a) qui est utilisé pour l'application des articles 3 ou 14 par la personne responsable doit être conforme à la Méthode de référence.</p>	<p>Système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions</p>
Certification	<p>(2) Before a CEMS referred to in paragraph 19(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.</p>	<p>(2) Avant son utilisation par la personne responsable pour l'application de l'alinéa 19(1)a), le système est homologué conformément à la section 5 de la Méthode de référence.</p>	<p>Homologation</p>
Annual audit	<p>(3) For each calendar year during which a responsible person uses a CEMS referred to in paragraph 19(1)(a), the auditor must</p> <p>(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;</p> <p>(b) ensure that the Quality Assurance/Quality Control manual has been updated in accordance with section 6.5.2 of the Reference Method; and</p> <p>(c) assess whether, in the auditor's opinion, the CEMS has met the specifications set out in the Reference Method, in particular, in its sections 3 and 4.</p>	<p>(3) Pour chaque année civile au cours de laquelle la personne responsable utilise le système, le vérificateur :</p> <p>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;</p> <p>b) veille à ce que ce manuel a été mis à jour conformément à la section 6.5.2 de la Méthode de référence;</p> <p>c) évalue si, à son avis, le système répondait aux spécifications prévues à la Méthode de référence, notamment celles mentionnées aux sections 3 et 4 de cette méthode.</p>	<p>Vérification annuelle de qualité</p>
Auditor's report	<p>(4) The responsible person must obtain a report, signed by the auditor, in respect of the audit that contains the information set out in Schedule 6. They must send the auditor's report to the Minister with their annual report referred to in subsection 14(1).</p>	<p>(4) La personne responsable obtient du vérificateur un rapport, signé par ce dernier, comportant les renseignements énumérés à l'annexe 6 et le transmet au ministre avec le rapport visé au paragraphe 14(1).</p>	<p>Rapport du vérificateur</p>

FUEL SAMPLING AND TESTING REQUIREMENTS

EXIGENCES EN MATIÈRE D'ÉCHANTILLONNAGE
ET D'ANALYSE

Fuel sampling

26. (1) The determination of the value for the elements related to carbon content and higher heating values referred to in sections 20 to 23 must be based on fuel samples taken in accordance with this section.

26. (1) La valeur des variables relatives au contenu en carbone et au pouvoir calorifique supérieur visées aux articles 20 à 23 est déterminée à partir d'échantillons de combustible prélevés conformément au présent article.

Échantillonnage

Frequency

(2) Each fuel sample must be taken at a time and location in the fuel handling system that provides the following representative sample of the fuel combusted at the following minimum frequency:

(2) Chaque prélèvement est effectué à un moment et à un point du système de manutention du combustible permettant de fournir l'échantillon représentatif ci-après du combustible brûlé, à la fréquence minimale suivante :

Fréquence

(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 prepared in accordance with ASTM D2013 / D2013M-09, entitled *Standard Practice for Preparing Coal Samples for Analysis*, 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

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-09 intitulée *Standard Practice for Preparing Coal Samples for Analysis* et établi à partir de sous-échantillons du charbon ayant servi à la combustion prélevés au moins deux fois au cours de la semaine et à au moins 48 heures d'intervalle conformément à l'une ou l'autre des normes suivantes :

(i) ASTM D2234/D2234M-10, entitled *Standard Practice for Collection of a Gross Sample of Coal*, or

(i) la norme ASTM D2234/D2234M-10 intitulée *Standard Practice for Collection of a Gross Sample of Coal*;

(ii) ASTM D7430-10b, entitled *Standard Practice for Mechanical Sampling of Coal*;

(ii) la norme ASTM D7430-10b intitulée *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 sub-samples of the fuel of that type, each of which has 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 — at least 48 hours after any previous sub-sample and after all fuel treatment operations have been carried out but before any mixing of the fuel from which the sub-sample is taken with other fuels;

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 commence au cours du mois et à au moins 48 heures d'intervalle, après tout traitement du combustible mais avant qu'il ne soit mélangé à d'autres combustibles;

(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 taken at least one month after any previous sample was taken; and

c) s'il s'agit d'un type de combustible liquide ou gazeux autre que du gaz naturel, un échantillon à chaque trimestre, avec au moins un mois d'intervalle entre chaque prélèvement;

(d) for natural gas, two samples per calendar year with each sample taken at least four months after any previous sample was taken.

d) s'il s'agit du gaz naturel, un échantillon deux fois par année civile, avec un intervalle d'au moins quatre mois entre les deux prélèvements.

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.

(3) Il est entendu que la personne responsable qui prélève, pour l'application du présent règlement, 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).

Échantillons additionnels

Missing Data

27. (1) If, for any reason out of the control of a responsible person, the emission-intensity referred to in subsection 3(1) cannot be determined in accordance with the formulae set out in section 18 or any of sections 20 to 23 because data required to determine an element of one of those formulae was not obtained for a given period within the calendar year, replacement data for that given period must be used in accordance with this section to determine that emission-intensity.

27. (1) Si, pour une raison indépendante de la volonté de la 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 18 ou à l'un des articles 20 à 23, une donnée de remplacement établie, pour cette période, conformément au présent article, est utilisée à cette fin.

Données manquantes

Replacement data — CEMS	(2) If a CEMS referred to in paragraph 19(1)(a) is used for the determination of an element of a formula set out on in section 20 for which data was not obtained, replacement data is to be obtained in accordance with section 3.5.2 of the Reference Method.	(2) Dans le cas où le système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions visé à l'alinéa 19(1)a) est utilisé pour déterminer une quelconque variable d'une formule visée à l'article 20 et où une donnée n'a pu être obtenue à l'aide de ce système, la donnée de remplacement est obtenue conformément à la section 3.5.2 de la Méthode de référence.	Donnée de remplacement — système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions
Replacement data — Fuel-based methods	(3) If a fuel-based method referred to in paragraph 19(1)(b) is used for the determination of an element of a formula set out in any of sections 20 to 23 that is related to the higher heating value, carbon content or molecular weight of a fuel and for which data was not obtained for a given period of 28 days or less, replacement data is to be the average of the determinations for that element using the fuel-based method in question during the equivalent period immediately before and if applicable, the equivalent period immediately after that given period. However, if that determination is not available during the equivalent period immediately before the given period, the replacement data is to be the determination for that element using the fuel-based method in question during the equivalent period immediately after the given period.	(3) Dans le cas où la méthode fondée sur le type de combustible, visée à l'alinéa 19(1)b), est utilisée pour déterminer une quelconque variable d'une formule visée à l'un des articles 20 à 23 visant, selon le cas, le pouvoir calorifique supérieur, le 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 d'au plus vingt-huit jours, la donnée de remplacement est obtenue par l'établissement de la moyenne des données disponibles pour cette variable, en utilisant la méthode fondée sur le type de combustible applicable, pendant la période équivalente précédant cette période donnée et, selon le cas, la période équivalente qui la suit. Toutefois, si aucune donnée n'est disponible pour cette variable pendant la période équivalente précédant la période donnée, la donnée de remplacement pour cette variable est la valeur établie pour celle-ci, en utilisant la méthode fondée sur le type de combustible applicable, au cours de la période équivalente qui suit cette période.	Donnée de remplacement — méthode fondée sur le type de combustible
Maximum use of replacement data	(4) During a calendar year, there may be up to six given periods referred to in subsection (3), but the number of days for which data was not obtained during all of those periods combined is not to exceed 28.	(4) Une donnée de remplacement ne peut être fournie que pour un maximum de vingt-huit jours, au cours d'une année civile donnée, répartis sur un maximum de six périodes données aux termes du paragraphe (3).	Limites d'utilisation de données de remplacement

PART 4

COMING INTO FORCE

January 1, 2013	28. (1) Subject to subsections (2) and (3), these Regulations come into force on January 1, 2013.
July 1, 2015	(2) Section 3 in respect of new units and old units other than standby units, subsections 5(1) and (6) and sections 6 to 13 come into force on July 1, 2015.
January 1, 2020	(3) Section 3 in respect of standby units comes into force on January 1, 2020.

SCHEDULE 1
(Subsection 4(1))

**REGISTRATION REPORT —
INFORMATION REQUIRED**

- 1. Information respecting the responsible person:**
- (a) 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

PARTIE 4

ENTRÉE EN VIGUEUR

1 ^{er} janvier 2013	28. (1) Sous réserve des paragraphes (2) et (3), le présent règlement entre en vigueur le 1^{er} janvier 2013.
1 ^{er} juillet 2015	(2) L'article 3, à l'égard des groupes nouveaux et des groupes en fin de vie utile autres que les groupes de réserve, les paragraphes 5(1) et (6) et les articles 6 à 13 entrent en vigueur le 1^{er} juillet 2015.
1 ^{er} janvier 2020	(3) L'article 3, à l'égard des groupes de réserve, entre en vigueur le 1^{er} janvier 2020.

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) 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. Information respecting the unit:

(a) for each responsible person for the unit, other than the one mentioned in item 1(a), if any

- (i) their name and civic address,
- (ii) 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 the unit reaches, or reached, the end of its useful life, and
- (ii) 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) the date of expiry of any power purchase agreement in relation to the unit that was in force on June 23, 2010.

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 aux fins de l'inventaire national des rejets de polluants établi aux termes 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) dans le cas où un accord d'achat d'électricité, à l'égard du groupe, était en vigueur le 23 juin 2010, la date de la cessation d'effet.

SCHEDULE 2
(Paragraph 8(2)(d))

**TECHNICAL FEASIBILITY STUDY —
INFORMATION REQUIRED**

1. 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 any changes to the unit that are needed for its integration with the capture element;

(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 — as described in G_{gross} in the formula set out in subsection 18(1) of these Regulations — when it is operating with an integrated capture element;

(h) an estimate of the rate of capture of CO₂ emissions and of the volume of CO₂ emissions 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 facility in which the unit is located and that

ANNEXE 2
(alinéa 8(2)d)

**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 explication de tous les changements qui devront être apportés au groupe pour permettre l'intégration de l'élément de captage;

c) la mention de toutes les pièces d'équipement majeur devant être installées 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 18(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 à capter par année civile et de celles à capter au cours de la période de fonctionnement du groupe;

i) une analyse préliminaire des ressources qui seront utilisées par le groupe une fois l'élément de captage intégré, y compris

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 CO₂ referred to in subparagraph 8(2)(d)(i) of these Regulations,
 - (ii) the area, or areas, to be used to stage construction activities, and
 - (iii) the point of exit of the pipeline to transport the captured CO₂ from the facility to the storage site, if the captured CO₂ is not stored at the facility;
- (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 required for the construction and 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.

2. 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 and receipt and delivery points and 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 CO₂ referred to in subparagraph 8(2)(d)(i) of these Regulations;
- (d) if applicable, a detailed description of how any tankers that are to be used to transport the captured CO₂ emissions are to be obtained and, if required, commissioned and a plan detailing how any required port infrastructure for shipping the captured CO₂ 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 in order to permit that construction or operation;
- (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 construction and operation of the transportation element.

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 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 CO₂ visé au sous-alinéa 8(2)(d)(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 où le groupe est situé jusqu'au site de séquestration, si elles ne sont pas séquestrées à cette centrale;
- 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 approbations et des permis requis pour la construction et le fonctionnement du groupe auquel est intégré l'élément de captage, notamment ceux qui sont liés à la protection de l'environnement et à la sécurité;
- m) la liste des fournisseurs potentiels de l'équipement, des matériaux et des services nécessaires à la construction et au fonctionnement 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 CO₂ visé au sous-alinéa 8(2)(d)(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) une mention des risques et des obstacles éventuels liés à la construction et au fonctionnement, 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 approbations et des permis requis pour construire et exploiter 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 au fonctionnement de l'élément de transport.

3. Information respecting the storage element of the carbon capture and storage system:

- (a) an estimation of the volume of CO₂ emissions 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 feasible storage sites that are expected to be used to store the captured CO₂ 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 referred to in subparagraph 8(2)(d)(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 CO₂ 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;
- (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).

3. Renseignements sur l'élément de séquestration du système de captage et de séquestration de carbone :

- a) une estimation du volume de CO₂ devant être capté et séquestré au cours d'une année civile et pendant la période de fonctionnement envisagée du groupe;
- b) la mention du ou des sites potentiels pour la séquestration 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 de CO₂ visé au sous-alinéa 8(2)d)(i) du présent règlement est disponible;
- c) une mention des exigences imposées par les lois 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;
- e) un plan préliminaire de mesure et de vérification du volume des émissions de CO₂ séquestrées et de surveillance de toute fuite de CO₂ 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 construire et exploiter 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 au fonctionnement de l'élément de séquestration à chacun des sites potentiels retenus.

SCHEDULE 3
(Paragraphs 8(2)(e) and 10(1)(b))

INFORMATION ON SECTION 9
REQUIREMENTS

1. If a front end engineering design study referred to in paragraph 9(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 facility 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 its capital cost, 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;

ANNEXE 3
(alinéas 8(2)e) et 10(1)b)

RENSEIGNEMENTS RELATIFS AUX
EXIGENCES DE L'ARTICLE 9

1. Si l'étude d'ingénierie d'avant-projet détaillé visée à l'alinéa 9a) 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 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 des investissements, 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;

- (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) the identification of potential persons with whom to enter into agreements 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 its integration with the unit;
- (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 CO₂ emissions and the volume of CO₂ emissions 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 described by G_{gross} in the formula set out in subsection 18(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 that a unit is expected to be available for producing electricity, and
 - (vi) for a calendar year, the quantity of CO₂ emissions from the combustion of fossil fuels in the unit referred to in subsection 3(1) of these Regulations and of nitrogen oxides, sulphur oxides, particulate matter, mercury and, if applicable, ammonia emissions 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 9(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 9(c) of these Regulations that indicates that it 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 9(d) that has been obtained.

5. A copy of a receipt that demonstrates that final payment has been made in respect of any major piece of equipment referred to in paragraph 9(e) of these Regulations that has been delivered and that indicates the date of delivery.

6. A declaration — signed by the responsible person and, if applicable, any party contracting with the responsible person for the capture element, transportation element or storage element 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

- 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 le captage des émissions de CO₂ et une indication de la façon dont l'élément de captage sera intégré au groupe;
- j) la mention de tout équipement majeur à acquérir pour la construction de l'élément de captage;
- 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 à capter par année civile et de celles à capter au cours de la période de fonctionnement du groupe,
 - (ii) la capacité de production du groupe,
 - (iii) 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 18(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, visée au paragraphe 3(1) du présent règlement, 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, aux termes de l'alinéa 9b) 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 9c) 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 visés à l'alinéa 9d) du présent règlement obtenus.

5. Une copie de tout reçu relatif à la livraison de toute pièce d'équipement majeur visée à l'alinéa 9e) du présent règlement, établissant le paiement final et la date de livraison de celui-ci.

6. Une déclaration, signée par la personne responsable et, le cas échéant, 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,

a province that regulate that capture and have been transported and stored in accordance with the laws of Canada or a province, or the United States or one of its states, that regulate, as the case may be, that transportation or storage.

7. A declaration, signed by the responsible person for an old unit, that indicates the date on which 30% of the CO₂ emissions from the combustion of fossil fuels in that unit have been captured by that unit 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 the United States or one of its states, that regulate, as the case may be, that transportation or storage.

SCHEDULE 4
(Subsection 14(1))

ANNUAL REPORT — INFORMATION REQUIRED

1. Information respecting the responsible person:

- (a) 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. Information respecting the unit:

- (a) for each responsible person for the unit, other than the one mentioned in paragraph 1(a), if any
 - (i) their name and civic address,
 - (ii) 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 facility in which the unit is located and, for each of those other units, the information referred to in (a); and
- (e) if applicable, a statement that indicates that the unit shares a common stack with any of those other units and, if so, a statement that identifies each of those units.

3. 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 4(d) — during the calendar year:

- (a) the emission-intensity for the unit, namely the ratio of the quantity of CO₂ emissions referred to in paragraph (c) to the

conformément aux lois du Canada ou de la province qui réglemente cette activité, et les a transportées et séquestrées, conformément aux lois du Canada ou d'une province qui réglemente ces activités ou aux lois 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.

7. Une déclaration signée par la personne responsable du groupe en fin de vie utile, selon laquelle le système de captage et de séquestration de carbone intégré au groupe a capté 30 % des émissions de CO₂ provenant de ce groupe à la suite de la combustion des combustibles fossiles, conformément aux lois du Canada ou de la province qui réglemente cette activité, et les a transportées et séquestrées, conformément aux lois du Canada ou d'une province qui réglemente ces activités ou aux lois des États-Unis ou d'un de ses États lorsque ces activités y sont réglementées, et une indication de la date à partir de laquelle ce pourcentage des émissions de CO₂ a été capté, ou selon le cas, transporté et séquestré.

ANNEXE 4
(paragraphe 14(1))

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) 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 généraux 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) si elle est le propriétaire, le pourcentage du titre de participation;
- 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 aux fins de l'inventaire national des rejets de polluants établi aux termes de l'article 48 de la Loi;
- d) le cas échéant, le nombre de groupes situés à la centrale 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 — aux termes du paragraphe 3(1) du présent règlement — provenant de la combustion de combustibles par le groupe, autre qu'un groupe visé par 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 CO₂ mentionnée à

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 18 of these Regulations, expressed in GWh,
 - (ii) the value determined for G_{gross} and G_{aux} in the formula set out in subsection 18(1) of these Regulations,
 - (iii) the gross electricity produced by units located at the facility for the calendar year, namely the sum of the value determined for G_{gross} referred to in subparagraph (ii) and of the gross electricity produced by all other units located at the facility determined in accordance with that description of G_{gross} ,
 - (iv) the quantity of electricity, expressed in GWh, that is used by the facility 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 CO_2 , based on data collected using meters that comply with the requirements of the *Electricity and Gas Inspection Act* and the regulations made under it,
 - (v) if that calendar year is the calendar year referred to in subsection 18(2) of these Regulations for which a method of attribution was considered to be most appropriate, a detailed description of that method of attribution and an explanation of why they considered it to be most appropriate, and
 - (vi) if that calendar year is a subsequent calendar year referred to in subsection 18(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 they considered it to be most appropriate;
- (c) in respect of the quantity of CO_2 emissions from the combustion of fuels in the unit,
- (i) if paragraph 19(1)(a) of these Regulations applies for the determination of that quantity
 - (A) that quantity, expressed in tonnes, determined in accordance with section 20 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 20(1) of these Regulations,
 - (C) a statement that indicates whether paragraph (a) or (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 20(2)(d)(ii) of these Regulations, and
 - (ii) if paragraph 19(1)(b) of these Regulations applies for the determination of that quantity
 - (A) that quantity, expressed in tonnes, determined in accordance with sections 21 and, as the case may be, 22 or 23 of these Regulations,
 - (B) the values, expressed in tonnes, determined for E_i for each fuel combusted, and for E_{ccs} , in the formula set out in section 21 of these Regulations,
 - (C) the value, expressed in tonnes, determined for E_s in the formula set out in subparagraph 20(2)(d)(ii) of these Regulations,
 - (D) a statement for each fuel combusted that indicates whether the quantity referred to in clause (A) was determined in accordance with section 22 or 23 of these Regulations,
 - (E) if that quantity was determined in accordance with section 22 of these Regulations,

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 18 du présent règlement, exprimé en GWh,
 - (ii) les valeurs des variables G_{brute} et G_{aux} calculées conformément à la formule prévue au paragraphe 18(1) du présent règlement, exprimées en GWh,
 - (iii) la quantité brute d'électricité produite par les groupes situés à la centrale 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 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 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 CO_2 , 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*,
 - (v) si l'année civile en cause est celle visée au paragraphe 18(2) du présent règlement, à l'égard de laquelle la méthode d'attribution a été choisie, le détail de cette méthode et la justification de son choix,
 - (vi) si l'année civile en cause est une année civile subséquente, aux termes du paragraphe 18(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 du choix de cette méthode;
- 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 19(1)a) du présent règlement :
 - (A) le résultat du calcul effectué conformément à l'article 20 du présent règlement, exprimé en tonnes,
 - (B) les valeurs, exprimées en tonnes, des variables E_g , E_{bio} et $E_{\text{non-ccs}}$ calculées conformément à la formule prévue au paragraphe 20(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_{bio} ,
 - (D) la valeur de la variable E_s de la formule prévue au sous-alinéa 20(2)d)(ii) du présent règlement, exprimée en tonnes,
 - (ii) dans le cas visé à l'alinéa 19(1)b) du présent règlement :
 - (A) le résultat du calcul effectué conformément à l'article 21 et, selon le cas, aux articles 22 ou 23 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_{ccs} calculées conformément à la formule prévue à l'article 21 du présent règlement,
 - (C) la valeur de la variable E_s de la formule prévue au sous-alinéa 20(2)d)(ii) du présent règlement, exprimée en tonnes,
 - (D) pour chaque combustible brûlé, la mention de celui des articles 22 ou 23 du présent règlement qui a été utilisé pour arriver au résultat visé à la division (A),

(I) the value of CC_A in the formula set out in paragraph 22(1)(a), (b) or (c) of these Regulations, as the case may be, for each fuel combusted, and

(II) a statement that indicates which ASTM standards referred to in that description of CC_i were used to determine that 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,

(F) if that quantity was determined in accordance with section 23 of these Regulations,

(I) for each fuel combusted,

1. its type,
2. a statement that indicates which of paragraph 23(2)(a),(b) or (c) of these Regulations describes the fuel, and
3. for a fuel described by paragraph 23(2)(c) of these Regulations, the average daily rate at which the fuel was combusted,

(II) if paragraph 23(1)(a) of these Regulations applies

1. the measured value of HHV, as described in paragraph (a) of that element, in the formula set out in subsection 23(4) of these Regulations for each fuel combusted,
2. the default CO_2 emission factor, set out in column 3 of the applicable table to Schedule 5, for that fuel if that fuel is listed in column 1 of that table and, if that fuel is not so listed, the default CO_2 emission factor for that fuel established by a body that is internationally recognized as competent to establish default emission factors for fuels and a statement that indicates the name of the body, and
3. a statement that indicates which ASTM or GPA standard, as the case may be, referred to in subsection 23(6) of these Regulations was used to determine the measured value of HHV referred to in subclause 1 or, for a gaseous fuel, that indicates that a direct measuring device was used to determine that measured value,

(III) if paragraph 23(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 23(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 competent to establish default higher heating values for fuels, the name of the body, and
3. the default CO_2 emission factor, set out in column 3 of the applicable table to Schedule 5, for that fuel if that fuel is listed in column 1 of that table and, if that fuel is not so listed, the default CO_2 emission factor for that fuel established by a body that is internationally recognized as competent to establish default 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; and

(e) for each type of fuel combusted,

(E) dans le cas où l'article 22 du présent règlement est utilisé pour déterminer le résultat visé à la division (A) :

(I) la valeur de la variable CC_M de la formule applicable prévue, selon le cas, aux alinéas 22(1)a) à c) du présent règlement, pour chaque combustible brûlé,

(II) la mention de celles des normes ASTM 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 23 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 23(2)a) à c) du présent règlement qui s'applique à ce combustible,
3. s'il s'agit d'un combustible visé à l'alinéa 23(2)c) du présent règlement, le taux quotidien moyen auquel ce combustible a été brûlé,

(II) dans le cas où l'alinéa 23(1)a) du présent règlement s'applique :

1. la valeur mesurée de la variable HHV de la formule prévue au paragraphe 23(4) du présent règlement, pour chaque combustible brûlé, selon l'alinéa a) de cette variable,
2. le facteur d'émissions de CO_2 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 compétente 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 ASTM ou GPA visées au paragraphe 23(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 23(1)b) du présent règlement s'applique :

1. la valeur par défaut de la variable HHV, décrite à l'alinéa b) de cette variable, de la formule prévue au paragraphe 23(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 compétente pour établir des facteurs d'émissions par défaut pour les combustibles, le nom de cet organisme,
3. le facteur d'émissions de CO_2 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 compétente pour établir des facteurs d'émissions par défaut pour les combustibles, et la mention du nom de cet organisme;

- (i) the type and, if that type is biomass, an explanation of why that type meets the criteria set out in the definition "biomass" in section 2 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 the unit, the production capacity of that unit;
- (c) for a standby unit, the capacity factor for the standby unit;
- (d) for a unit referred to in subsection 6(4) of these Regulations
 - (i) the emergency period for the calendar year, namely, the first day in the calendar year on which the emergency existed and 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 3 for each of the emergency period and any other period of the calendar year; and
- (e) for an existing unit referred to in subsection 13(4) of these Regulations, the rate of capture of CO₂ emissions from the unit.

5. A copy of the auditor's report referred to in subsection 25(4) of these Regulations.

6. If replacement data referred to in section 27 of these Regulations was used for any period during the calendar year

- (a) the reason for which data required to determine an element of a formula set out in section 18 or any of sections 20 to 23 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, and the given period referred to in subsection 27(1) of these Regulations during which, data was not obtained, including the hour or day, as the case may be, on which that given 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 referred to in subsection 27(2) or (3) of these Regulations,
 - (ii) the method used to obtain that data, and
 - (iii) a justification of the period or periods used as the basis of that determination.

- 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) 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 répond aux critères de la définition « biomasse » prévue à l'article 2 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, sa capacité de production;
- 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 visé au paragraphe 6(4) du présent règlement :
 - (i) la période, au cours de l'année civile en cause, couvrant la situation d'urgence, soit la date à laquelle elle a débuté et celle à laquelle elle a pris fin, au cours de cette année,
 - (ii) le nombre d'heures au cours de la période visée au sous-alinéa (i) pendant lesquelles le groupe était en service,
 - (iii) les renseignements visés à l'article 3 à l'égard de la 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 13(4) du présent règlement, le taux de captage d'émissions de CO₂ provenant du groupe.

5. Une copie du rapport du vérificateur visé au paragraphe 25(4) du présent règlement.

6. Renseignements sur les données de remplacement établies conformément à l'article 27 du présent règlement pour une période donnée 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 18 ou à l'un des articles 20 à 23 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 période en cause, y compris la date ou l'heure du début de cette période et la date ou l'heure 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 visée aux paragraphes 27(2) ou (3) du présent règlement, le cas échéant, pour établir la valeur de remplacement,
 - (ii) la méthode utilisée pour établir la donnée de remplacement,
 - (iii) la ou les raisons qui justifient toute période utilisée pour cette détermination.

SCHEDULE 5
(Subsections 20(2) and (4), 23(1), (3) and (6) and 26(2))

LIST OF FUELS

PART 1

SOLID FUELS

TABLE

Item	Column 1 Type of fuel	Column 2 Default higher heating value (GJ/tonne)	Column 3 Default CO ₂ emission factor (kg CO ₂ /GJ)
1.	Bituminous Canadian coal – Western	25.6	86.1
2.	Bituminous Canadian coal – Eastern	27.9	82.1
3.	Bituminous non-Canadian coal – U.S.	25.7	95.6
4.	Bituminous non-Canadian coal – Other Countries	29.9	85.2
5.	Sub-bituminous Canadian coal – Western	19.2	89.9
6.	Sub-bituminous non-Canadian coal – U.S.	19.2	95.0
7.	Coal – lignite	15.0	92.7
8.	Coal – anthracite	27.7	86.3
9.	Coal coke and metallurgical coke	28.8	86.0
10.	Petroleum coke from refineries	46.4	82.3
11.	Petroleum coke from upgraders	40.6	86.1
12.	Municipal solid waste	11.5	86.0
13.	Tires	31.2	81.5
14.	Wood and wood waste ¹	19.0	88.0
15.	Agricultural byproducts ¹	17.0	112.0
16.	Peat	9.3	106.0

¹ The default higher heat values for wood and agricultural byproducts are on a totally dry basis.

PART 2

LIQUID FUELS

TABLE

Item	Column 1 Type of fuel	Column 2 Default higher heating value (GJ/kL)	Column 3 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

ANNEXE 5
(paragraphes 20(2) et (4), 23(1), (3) et (6) et 26(2))

LISTE DES COMBUSTIBLES

PARTIE 1

COMBUSTIBLES SOLIDES

TABEAU

Article	Colonne 1 Type de combustible	Colonne 2 Pouvoir calorifique supérieur par défaut (GJ/tonne)	Colonne 3 Facteur d'émission de CO ₂ par défaut (kg CO ₂ /GJ)
1.	Charbon bitumineux canadien de l'Ouest	25,6	86,1
2.	Charbon bitumineux canadien de l'Est	27,9	82,1
3.	Charbon bitumineux non canadien – É.U.	25,7	95,6
4.	Charbon bitumineux non canadien – autres pays	29,9	85,2
5.	Charbon subbitumineux canadien – Ouest	19,2	89,9
6.	Charbon subbitumineux non canadien – É.U.	19,2	95,0
7.	Charbon – lignite	15,0	92,7
8.	Charbon – anthracite	27,7	86,3
9.	Coke de charbon et coke métallurgique	28,8	86,0
10.	Coke de pétrole (raffineries)	46,4	82,3
11.	Coke de pétrole (usines de valorisation)	40,6	86,1
12.	Déchets solides municipaux	11,5	86,0
13.	Pneu	31,2	81,5
14.	Bois et déchets ligneux ¹	19,0	88,0
15.	Sous-produits agricoles ¹	17,0	112,0
16.	Tourbe	9,3	106,0

¹ Les valeurs du pouvoir calorifique supérieur du bois et des sous-produits agricoles sont établies sur une base anhydre.

PARTIE 2

COMBUSTIBLES LIQUIDES

TABEAU

Article	Colonne 1 Type de combustible	Colonne 2 Pouvoir calorifique supérieur par défaut (GJ/kL)	Colonne 3 Facteur d'émission 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

PART 3

GASEOUS FUELS

TABLE

Item	Type of fuel	Column 2	Column 3
		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

PARTIE 3

COMBUSTIBLES GAZEUX

TABLEAU

Article	Type de combustible	Colonnes 2	Colonnes 3
		Pouvoir calorifique supérieur par défaut (GJ/m ³ normalisés)	Facteur d'émission de CO ₂ par défaut (kg CO ₂ /GJ)
1.	Biogaz (méthane capté)	0,0281	49,4

PART 4

LIST OF FUELS FOR THE PURPOSE OF SUBSECTION 23(2)

TABLE

Item	Type of fuel	Column 2	Column 3
		Default higher heating value (GJ/kL)	Default CO ₂ emission factor (kg CO ₂ /GJ)
1.	Distillate fuel oil No.1	38.78	69.37
2.	Distillate fuel oil No. 2	38.50	70.05
3.	Distillate fuel oil No. 4	40.73	71.07
4.	Kerosene	37.68	67.25
5.	Liquefied petroleum gases (LPG)	25.66	59.65
6.	Propane (pure, not mixtures of LPGs) ¹	25.31	59.66
7.	Propylene	25.39	62.46
8.	Ethane	17.22	56.68
9.	Ethylene	27.90	63.86
10.	Isobutane	27.06	61.48
11.	Isobutylene	28.73	64.16
12.	Butane	28.44	60.83
13.	Butylene	28.73	64.15
14.	Natural gasoline	30.69	63.29
15.	Motor gasoline	34.87	65.40
16.	Aviation gasoline	33.52	69.87
17.	Kerosene-type aviation	37.66	68.40
		(GJ/standard m ³)	(kg CO ₂ /GJ)
18.	Pipeline quality natural gas	0.03826	47.57

PARTIE 4

LISTE DE COMBUSTIBLES POUR L'APPLICATION DU PARAGRAPHE 23(2)

TABLEAU

Article	Type de combustible	Colonnes 2	Colonnes 3
		Pouvoir calorifique supérieur par défaut (GJ/kL)	Facteur d'émission de CO ₂ par défaut (kg CO ₂ /GJ)
1.	Mazout léger n° 1	38,78	69,37
2.	Mazout léger n° 2	38,50	70,05
3.	Mazout lourd n° 4	40,73	71,07
4.	Kérosène	37,68	67,25
5.	Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	25,66	59,65
6.	Propane (pur, pas un mélange de GPL) ¹	25,31	59,66
7.	Propylène	25,39	62,46
8.	Éthane	17,22	56,68
9.	Éthylène	27,90	63,86
10.	Isobutane	27,06	61,48
11.	Isobutylène	28,73	64,16
12.	Butane	28,44	60,83
13.	Butylène	28,73	64,15
14.	Essence naturelle	30,69	63,29
15.	Essence à moteur	34,87	65,40
16.	Essence aviation	33,52	69,87
17.	Kérosène type aviation	37,66	68,40
		(GJ/m ³ normalisés)	(kg CO ₂ /GJ)
18.	Gaz naturel de qualité pipeline	0,03826	47,57

¹ The defaults factors 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.

¹ Les facteurs d'émission 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).

SCHEDULE 6
(Subsection 25(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.

ANNEXE 6
(paragraphe 25(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. 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 CEMS meets the specifications set out in the Reference Method, in particular, in its sections 3 and 4.

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 CEMS 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 ensured that the Quality Assurance/Quality Control manual was updated in accordance with section 6.5.2 of the Reference Method.

[35-1-o]

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) le système répond aux spécifications prévues à la Méthode de référence, notamment celles prévues aux sections 3 et 4 de cette méthode.

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) le système répondait aux spécifications prévues à la Méthode de référence, notamment celles prévues aux sections 3 et 4 de cette méthode.

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 à la section 6.5.2 de la Méthode de référence.

[35-1-o]

INDEX

Vol. 145, No. 35 — August 27, 2011

(An asterisk indicates a notice previously published.)

COMMISSIONS**Canada Revenue Agency**

Income Tax Act

Revocation of registration of charities 2763

Canadian International Trade Tribunal

Flat hot-rolled carbon and alloy steel sheet and strip —

Orders..... 2764

Notice No. HA-2011-010 — Appeals..... 2763

Canadian Radio-television and Telecommunications Commission

Decisions

2011-490 to 2011-492, 2011-494 to 2011-498, 2011-501
to 2011-503, 2011-506, 2011-511 and 2011-514..... 2767

* Notice to interested parties 2765

Regulatory policies

2011-507 and 2011-515 2765

GOVERNMENT HOUSE

Awards to Canadians 2747

Awards to Canadians (*Erratum*) 2747

Order of Canada (The)..... 2746

GOVERNMENT NOTICES**Environment, Dept. of the**

Canadian Environmental Protection Act, 1999

Permit No. 4543-2-06643, amended 2749

Permit No. 4543-2-06644, amended 2749

Permit No. 4543-2-06645, amended 2750

Permit No. 4543-2-06652, amended 2750

Permit No. 4543-2-06653, amended 2751

Permit No. 4543-2-06687 2752

Permit No. 4543-2-06689 2754

Permit No. 4543-2-06690 2756

Industry, Dept. of

Radiocommunication Act

SMSE-012-11 — Consultation on a policy and
technical framework for the use of non-broadcasting
applications in the television broadcasting bands
below 698 MHz..... 2757**Notice of Vacancies**

Immigration and Refugee Board of Canada..... 2760

Transport, Dept. of

Canada Marine Act

Trois-Rivières Port Authority — Supplementary letters
patent..... 2759**MISCELLANEOUS NOTICES**

Ascentus Insurance Ltd., reduction of stated capital 2770

Canadian Council of Food and Nutrition, surrender
of charter..... 2770Cavell Insurance Company Limited, assumption
reinsurance agreement 2771Children's Leukemia Research Association Canada,
surrender of charter..... 2771* Continental Currency Exchange Corporation, letters
patent of continuance 2771HLC Home Loans Canada Charitable Foundation,
surrender of charter..... 2773ILLUMINATING HIS WORD TO THE NATIONS,
relocation of head office 2773Kelly Cove Salmon Ltd., aquaculture facilities in
Jordan Bay, N.S. 2773Kelly Cove Salmon Ltd., aquaculture facility in
Shelburne Harbour, N.S. 2774

King, Kent, spat collection site, P.E.I. 2774

* Kingston and Pembroke Railway Company (The),
annual general meeting 2775* Lake Erie and Northern Railway Company (The),
annual general meeting 2775Longtin, Michel, water ski course in the Rivière des
Mille Îles, Que. 2776* Manitoba and North Western Railway Company of
Canada, annual general meeting 2775

MBNA Canada Bank, transfer of business 2775

* Montreal and Atlantic Railway Company (The),
annual general meeting 2776

Phoenix Home Kingston, surrender of charter 2777

Publicover, Harold, spat collection site, P.E.I. 2772

* Scotia Mortgage Corporation and Maple Trust
Company, letters patent of amalgamation..... 2777**PARLIAMENT****Commissioner of Canada Elections**

Canada Elections Act

Compliance agreement 2762

House of Commons* Filing applications for private bills
(First Session, Forty-First Parliament) 2762**PROPOSED REGULATIONS****Environment, Dept. of the, and Dept. of Health**

Canadian Environmental Protection Act, 1999

Reduction of Carbon Dioxide Emissions from
Coal-Fired Generation of Electricity Regulations..... 2779

INDEX

Vol. 145, n° 35 — Le 27 août 2011

(L'astérisque indique un avis déjà publié.)

AVIS DIVERS

Assurances Ascentus ltée. (Les), réduction de capital déclaré.....	2770
Banque MBNA Canada, transfert d'activités	2775
Cavell Insurance Company Limited, convention de réassurance de prise en charge.....	2771
* Chemin de fer du Lac Érié et du Nord (Le), assemblée générale annuelle	2775
Children's Leukemia Research Association Canada, abandon de charte	2771
* Compagnie du chemin de fer de Kingston à Pembroke, assemblée générale annuelle.....	2775
* Compagnie du chemin de fer de Montréal à l'Atlantique, assemblée générale annuelle.....	2776
* Compagnie du chemin de fer du Manitoba et du Nord-Ouest du Canada, assemblée générale annuelle	2775
Conseil canadien des aliments et de la nutrition, abandon de charte	2770
* Continental Currency Exchange Corporation, lettres patentes de prorogation.....	2771
Fondation de bienfaisance HLC hypothèques logis concept (La), abandon de charte	2773
ILLUMINATING HIS WORD TO THE NATIONS, changement de lieu du siège social.....	2773
Kelly Cove Salmon Ltd., installation aquacole dans le port de Shelburne (N.-É.).....	2774
Kelly Cove Salmon Ltd., installations aquacoles dans la baie Jordan (N.-É.).....	2773
King, Kent, site de collecte de naissains (Î.-P.-É.)	2774
Longtin, Michel, parcours de ski nautique dans la rivière des Mille Îles (Qc).....	2776
Phoenix Home Kingston, abandon de charte.....	2777
Publicover, Harold, site de collecte de naissains (Î.-P.-É.).....	2772
* Société Hypothécaire Scotia et Compagnie Maple Trust, lettres patentes de fusion.....	2777

AVIS DU GOUVERNEMENT**Avis de postes vacants**

Commission de l'immigration et du statut de réfugié du Canada	2760
---	------

Environnement, min. de l'

Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)	
Permis n° 4543-2-06643, modifié	2749
Permis n° 4543-2-06644, modifié	2749
Permis n° 4543-2-06645, modifié	2750
Permis n° 4543-2-06652, modifié	2750
Permis n° 4543-2-06653, modifié	2751
Permis n° 4543-2-06687	2752
Permis n° 4543-2-06689	2754
Permis n° 4543-2-06690	2756

AVIS DU GOUVERNEMENT (suite)**Industrie, min. de l'**

Loi sur la radiocommunication	
SMSE-012-11 — Consultation sur un cadre politique et technique pour l'utilisation d'applications autres que la radiodiffusion dans les bandes de télévision inférieures à 698 MHz	2757

Transports, min. des

Loi maritime du Canada	
Administration portuaire de Trois-Rivières — Lettres patentes supplémentaires.....	2759

COMMISSIONS**Agence du revenu du Canada**

Loi de l'impôt sur le revenu	
Révocation de l'enregistrement d'organismes de bienfaisance.....	2763

Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes

* Avis aux intéressés	2765
-----------------------------	------

Décisions

2011-490 à 2011-492, 2011-494 à 2011-498, 2011-501 à 2011-503, 2011-506, 2011-511 et 2011-514	2767
---	------

Politiques réglementaires

2011-507 et 2011-515.....	2765
---------------------------	------

Tribunal canadien du commerce extérieur

Avis n° HA-2011-010 — Appels.....	2763
Feuillards et tôles plats en acier au carbone et en acier allié, laminés à chaud — Ordonnances	2764

PARLEMENT**Chambre des communes**

* Demandes introductives de projets de loi privés (Première session, quarante et unième législature)	2762
--	------

Commissaire aux élections fédérales

Loi électorale du Canada	
Transaction	2762

RÈGLEMENTS PROJETÉS**Environnement, min. de l', et min. de la Santé**

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.....	2779

RÉSIDENCE DU GOUVERNEUR GÉNÉRAL

Décorations à des Canadiens	2747
Décorations à des Canadiens (<i>Erratum</i>)	2747
Ordre du Canada (L').....	2746



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