

Canada Gazette

Part I



Gazette du Canada

Partie I

OTTAWA, SATURDAY, AUGUST 19, 2023

OTTAWA, LE SAMEDI 19 AOÛT 2023

Notice to Readers

The *Canada Gazette* is published under the 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 4, 2023, 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 two electronic versions of the *Canada Gazette* are available free of charge. A Portable Document Format (PDF) version of Part I, Part II and Part III as an official version since April 1, 2003, and a HyperText Mark-up Language (HTML) version of Part I and Part II as an alternate format are available on the [Canada Gazette website](#). The HTML version of the enacted laws published in Part III is available on the [Parliament of Canada website](#).

Requests for insertion should be directed to the Canada Gazette Directorate, Public Services and Procurement 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 requested Saturday's date of publication will, if time and other resources permit, be scheduled for publication that date.

For information regarding reproduction rights, please contact Public Services and Procurement Canada by email at Info.Gazette@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 4 janvier 2023 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

Les deux versions électroniques de la *Gazette du Canada* sont offertes gratuitement. Le format de document portable (PDF) de la Partie I, de la Partie II et de la Partie III à titre de version officielle depuis le 1^{er} avril 2003 et le format en langage hypertexte (HTML) de la Partie I et de la Partie II comme média substitut sont disponibles sur le [site Web de la Gazette du Canada](#). La version HTML des lois sanctionnées publiées dans la Partie III est disponible sur le [site Web du Parlement du Canada](#).

Les demandes d'insertion doivent être envoyées à la Direction de la Gazette du Canada, Services publics et Approvisionnement 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 obtenir des renseignements sur les droits de reproduction, veuillez communiquer avec Services publics et Approvisionnement Canada par courriel à l'adresse Info.Gazette@tpsgc-pwgsc.gc.ca.

TABLE OF CONTENTS

Government notices	2685
Appointments	2691
Appointment opportunities	2698
Parliament	
House of Commons	2702
Office of the Chief Electoral Officer	2702
Commissions	2703
(agencies, boards and commissions)	
Miscellaneous notices	2706
(banks; mortgage, loan, investment, insurance and railway companies; other private sector agents)	
Proposed regulations	2708
(including amendments to existing regulations)	
Index	2860

TABLE DES MATIÈRES

Avis du gouvernement	2685
Nominations	2691
Possibilités de nominations	2698
Parlement	
Chambre des communes	2702
Bureau du directeur général des élections ...	2702
Commissions	2703
(organismes, conseils et commissions)	
Avis divers	2706
(banques; sociétés de prêts, de fiducie et d'investissements; compagnies d'assurances et de chemins de fer; autres agents du secteur privé)	
Règlements projetés	2708
(y compris les modifications aux règlements existants)	
Index	2861

GOVERNMENT NOTICES**DEPARTMENT OF CROWN-INDIGENOUS RELATIONS
AND NORTHERN AFFAIRS****MAA-NULTH FIRST NATIONS FINAL AGREEMENT**

Notice of amendments to the Maa-nulth First Nations Final Agreement — Additions to Maa-nulth First Nation Lands of Ka:'yu:'k't'h'/Che:k'tles7et'h' First Nations (Appendix B)

Pursuant to 2.10.1 and 2.10.6 of the Maa-nulth First Nations Final Agreement (the “Final Agreement”), the following parcels of land became the Maa-nulth First Nation Lands of the Ka:'yu:'k't'h'/Che:k'tles7et'h' First Nations on September 14, 2021:

District Lot 1610, Rupert District (situated on Mission Island), as shown on Plan deposited under DD71950I; and

Lot 5, District Lot 1612, Rupert District, Plan 3840.

Additionally, pursuant to 2.10.1 and 2.10.6 of the Final Agreement, the following parcels of land, collectively referred to as the “Walters Cove Resort Parcels”, became the Maa-nulth First Nation Lands of the Ka:'yu:'k't'h'/Che:k'tles7et'h' First Nations on October 19, 2022:

Parcel Identifier 006-150-870, Lot 2 District Lot 1612 Rupert District Plan 3840

Parcel Identifier 001-096-176, Lot 13 District Lot 1647 Rupert District Plan 3840

Parcel Identifier 001-096-168, Lot 14 of Lot 1647 Walters Island Rupert District Plan 3840

Appendix B-2, Part 2(a) Plan 16 of the Final Agreement is therefore deemed to be amended, as set out in the attached appendix, to reflect the additions of the above-noted parcels to the Maa-nulth First Nation Lands of the Ka:'yu:'k't'h'/Che:k'tles7et'h' First Nations.

Unless otherwise defined, capitalized terms used herein shall have the meanings ascribed to them in the Final Agreement.

AVIS DU GOUVERNEMENT**MINISTÈRE DES RELATIONS
COURONNE-AUTOCHTONES ET DES AFFAIRES DU
NORD****ACCORD DÉFINITIF DES PREMIÈRES NATIONS
MAA-NULTHES**

Avis de modifications à l'Accord définitif des premières nations maa-nulthes — Ajouts aux terres de la première nation maa-nulthe des Premières Nations des Ka:'yu:'k't'h'/Che:k'tles7et'h' (appendice B)

Conformément aux paragraphes 2.10.1 et 2.10.6 de l'Accord définitif des premières nations maa-nulthes (l'« Accord définitif »), les parcelles de terre suivantes sont devenues les terres de la première nation maa-nulthe des Premières Nations des Ka:'yu:'k't'h'/Che:k'tles7et'h' le 14 septembre 2021 :

Lot de district 1610, district de Rupert (situé sur Mission Island), tel qu'il apparaît sur le plan déposé sous le numéro DD71950I;

Lot 5, lot de district 1612, district de Rupert, plan 3840.

De plus, conformément aux paragraphes 2.10.1 et 2.10.6 de l'Accord définitif, les parcelles de terre suivantes, collectivement appelées les « parcelles du centre de villégiature de Walters Cove », sont devenues les terres de la première nation maa-nulthe des Premières Nations des Ka:'yu:'k't'h'/Che:k'tles7et'h' le 19 octobre 2022 :

Identificateur de parcelle 006-150-870, lot 2, lot de district 1612, plan de district de Rupert 3840

Identificateur de parcelle 001-096-176, lot 13, lot de district 1647, plan de district de Rupert 3840

Identificateur de parcelle 001-096-168, lot 14, lot de district 1647, plan de district de Rupert 3840

L'appendice B-2, partie 2a) du plan 16 de l'Accord définitif est donc réputée modifiée, comme le prévoit l'annexe ci-jointe, pour tenir compte des ajouts aux parcelles susmentionnées sur les terres de la première nation maa-nulthe des Premières Nations des Ka:'yu:'k't'h'/Che:k'tles7et'h'.

Sauf indication contraire, les termes en majuscules utilisés dans le présent document revêtent les significations qui leur sont attribuées dans l'Accord définitif.

Figure 1: Appendix B-2, Part 2(a), Plan 16

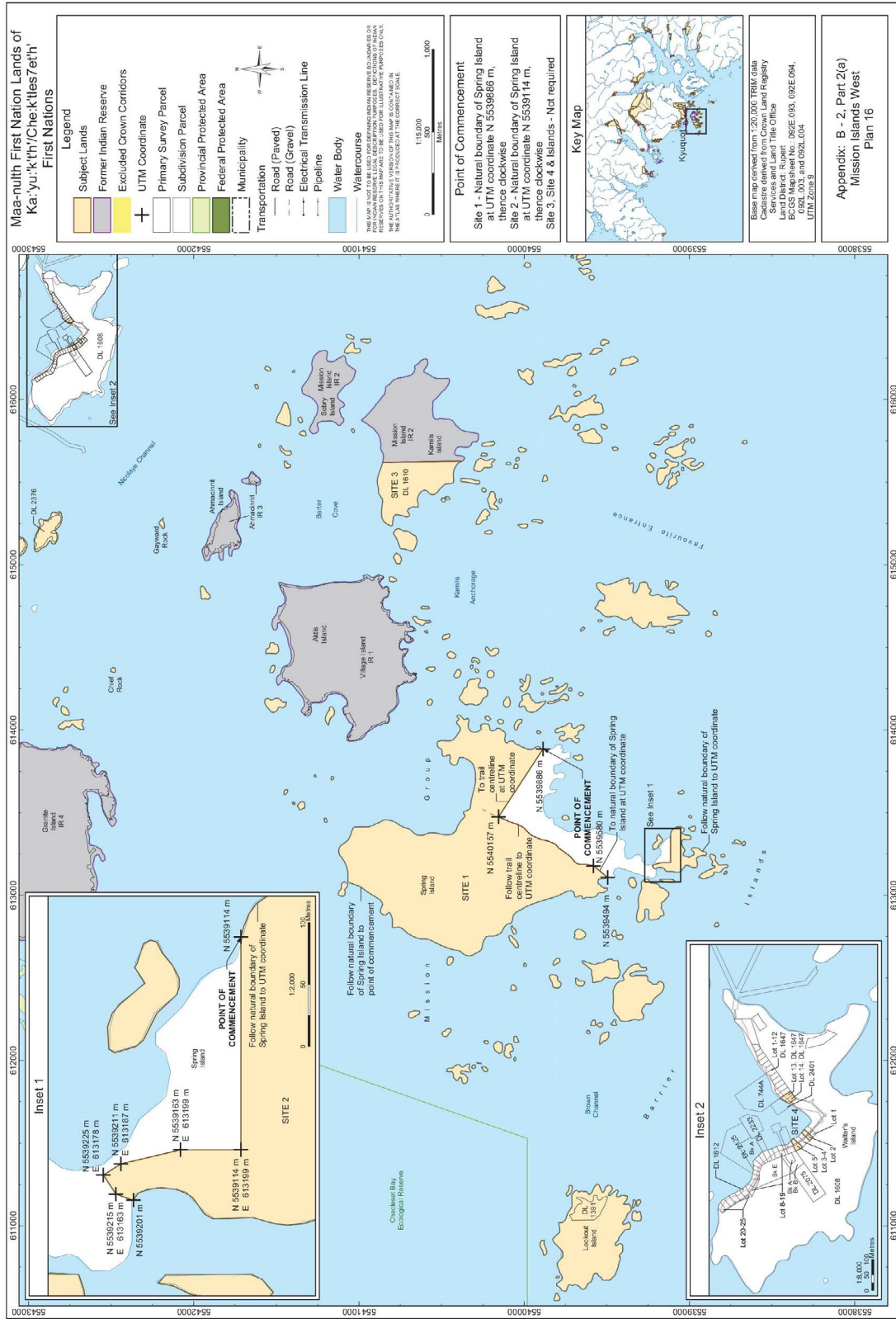
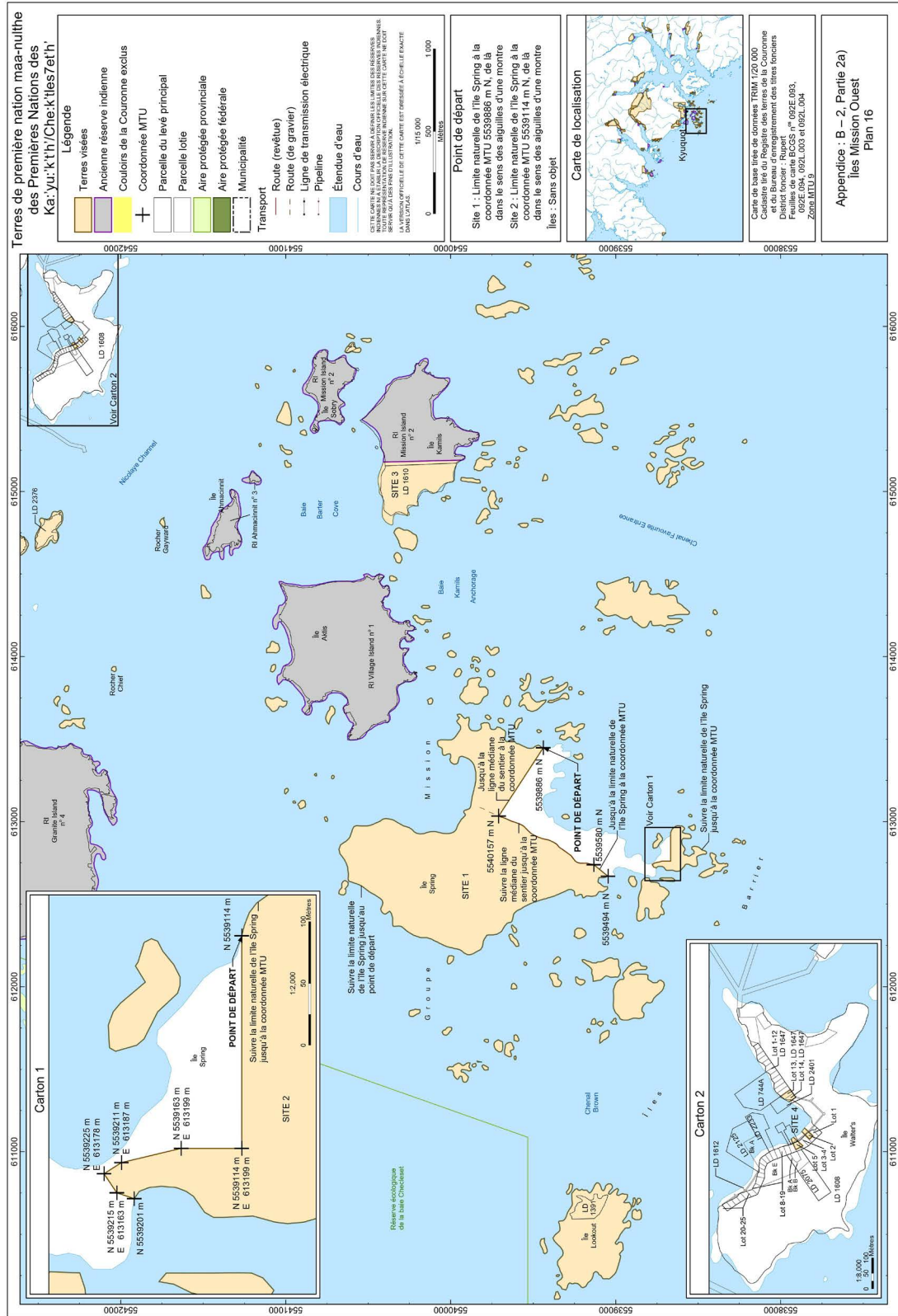


Figure 1 : Appendice B-2, partie 2a), plan 16



**DEPARTMENT OF CROWN-INDIGENOUS RELATIONS
AND NORTHERN AFFAIRS**

MAA-NULTH FIRST NATIONS FINAL AGREEMENT

Notice of amendment to the Maa-nulth First Nations Final Agreement — Reinstatement of the application of the tax exemption on former reserve lands and for members registered under the Indian Act

Pursuant to the processes set out in the Maa-nulth First Nations Final Agreement, amendments came into effect on June 23, 2023, that reinstate the tax exemption of section 87 of the *Indian Act* on the former reserve lands of each Maa-nulth First Nation and reinstate section 87 of the *Indian Act* for the Maa-nulth First Nations Final Agreement treaty beneficiaries who are registered under the *Indian Act*, on all other reserves in Canada. The amendments are consistent with Canada's revised federal tax policy. The amendments are described in the Schedule below. Unless otherwise defined, capitalized terms have the meanings ascribed to them in the Maa-nulth First Nations Final Agreement.

Schedule

The Maa-nulth First Nations Final Agreement is amended as follows:

1. Chapter 19 – Taxation is amended to add the following numbered provisions immediately after each of 19.5.1, 19.5.2, 19.5.3 and 19.5.4 respectively:

19.5.1.1 Despite 19.5.1 and subject to 19.5.3.1, as of the day this provision comes into effect, section 87 of the *Indian Act* applies to a Maa-nulth-aht who is an Indian.

19.5.2.1 Despite 19.5.1 and subject to 19.1.1a, 19.5.3.1, 19.5.3.2 and 19.5.4.1, as of the day this provision comes into effect, section 87 of the *Indian Act* applies on Maa-nulth First Nation Lands that were an Indian Reserve or Surrendered Lands on the day before the Effective Date as if those lands were an Indian Reserve.

19.5.3.1 19.5.1.1 and 19.5.2.1 only apply so long as section 87 of the *Indian Act* itself remains in force.

19.5.3.2 19.5.2.1 only applies to an Indian during a period that section 87 of the *Indian Act* applies to the Indian.

**MINISTÈRE DES RELATIONS
COURONNE-AUTOCHTONES ET DES AFFAIRES DU
NORD**

**ACCORD DÉFINITIF DES PREMIÈRES NATIONS
MAA-NULTHES**

Avis de modification à l'Accord définitif des premières nations maa-nulthes — Rétablissement de l'application de l'exemption fiscale sur les anciennes terres de réserve et pour les membres inscrits en vertu de la Loi sur les Indiens

Conformément aux processus établis dans l'Accord définitif des premières nations maa-nulthes, des modifications sont entrées en vigueur le 23 juin 2023 pour rétablir l'exemption fiscale prévue à l'article 87 de la *Loi sur les Indiens* concernant les anciennes terres de réserve de chaque première nation maa-nulthe et pour les bénéficiaires du traité de l'Accord définitif des premières nations maa-nulthes inscrits en vertu de ladite loi, dans toutes les autres réserves du Canada. Les modifications sont conformes à la politique fiscale fédérale révisée du Canada et décrites dans l'annexe ci-dessous. Sauf indication contraire, les termes en majuscules revêtent les significations qui leur sont attribuées dans l'Accord définitif des premières nations maa-nulthes.

Annexe

L'Accord définitif des premières nations maa-nulthes est modifié comme il suit :

1. Le chapitre 19 intitulé « Fiscalité » est modifié par l'ajout des dispositions numérotées suivantes immédiatement après chacun des articles 19.5.1, 19.5.2, 19.5.3 et 19.5.4, respectivement :

19.5.1.1 Malgré l'article 19.5.1 et sous réserve de l'article 19.5.3.1, à compter du jour de l'entrée en vigueur du présent article, l'article 87 de la *Loi sur les Indiens* s'applique à un *Maa-nulth-aht* qui est un *Indien*.

19.5.2.1 Malgré l'article 19.5.1 et sous réserve de l'alinéa 19.1.1a et des articles 19.5.3.1, 19.5.3.2 et 19.5.4.1, à compter du jour de l'entrée en vigueur du présent article, l'article 87 de la *Loi sur les Indiens* s'applique sur les *terres de première nation maa-nulthe* qui étaient une *réserve indienne* ou des *terres cédées* la veille de la *date d'entrée en vigueur* tout comme si ces terres étaient une *réserve indienne*.

19.5.3.1 Les articles 19.5.1.1 et 19.5.2.1 ne s'appliquent que pendant que l'article 87 de la *Loi sur les Indiens* demeure lui-même en vigueur.

19.5.3.2 L'article 19.5.2.1 ne s'applique à un *Indien* que durant la période pendant laquelle l'article 87 de la *Loi sur les Indiens* s'applique à cet *Indien*.

19.5.4.1 A Maa-nulth First Nation may enter into a tax agreement with Canada or British Columbia that limits the application of 19.5.2.1 to the extent specified in that tax agreement.

19.5.4.1 Une *première nation maa-nulthe* peut conclure avec le *Canada* ou la *Colombie-Britannique* un accord fiscal qui limite l'application de l'article 19.5.2.1 dans la mesure précisée dans cet accord fiscal.

DEPARTMENT OF CROWN-INDIGENOUS RELATIONS AND NORTHERN AFFAIRS

MINISTÈRE DES RELATIONS COURONNE-AUTOCHTONES ET DES AFFAIRES DU NORD

TLA'AMIN FINAL AGREEMENT

ACCORD DÉFINITIF DES TLA'AMINS

Notice of amendment to the Tla'amin Final Agreement — Reinstatement of the application of the tax exemption on former reserve lands and for members registered under the Indian Act

Avis de modification à l'Accord définitif des Tla'amins — Rétablissement de l'application de l'exemption fiscale sur les anciennes terres de réserve et pour les membres inscrits en vertu de la Loi sur les Indiens

Pursuant to the processes set out in the Tla'amin Final Agreement, amendments came into effect on June 23, 2023, that reinstate the tax exemption of section 87 of the *Indian Act* on the former reserve lands of Tla'amin Nation and reinstate section 87 of the *Indian Act* for Tla'amin Final Agreement treaty beneficiaries who are registered under the *Indian Act*, on all other reserves in Canada. The amendments are consistent with Canada's revised federal tax policy. The amendments are described in the Schedule below. Unless otherwise defined, capitalized terms have the meanings ascribed to them in the Tla'amin Final Agreement.

Conformément aux processus établis dans l'Accord définitif des Tla'amins, des modifications sont entrées en vigueur le 23 juin 2023 pour rétablir l'exemption fiscale prévue à l'article 87 de la *Loi sur les Indiens* sur les anciennes terres de réserve de la Nation des Tla'amin et pour les bénéficiaires du traité de l'Accord définitif des Tla'amins inscrits en vertu de ladite loi, dans toutes les autres réserves du Canada. Les modifications sont conformes à la politique fiscale fédérale révisée du Canada et décrites dans l'annexe ci-dessous. Sauf indication contraire, les termes en majuscules revêtent des significations qui leur sont attribuées dans l'Accord définitif des Tla'amins.

Schedule

Annexe

The Tla'amin Final Agreement is amended as follows:

L'Accord définitif des Tla'amins est modifié comme il suit :

1. Paragraph 30 of Chapter 2 - General Provisions is deleted and replaced with the following:

1. L'article 30 du chapitre 2 intitulé « Dispositions générales » est abrogé et remplacé par ce qui suit :

30. Subject to the Transition Chapter and paragraphs 16 through 16.4 of the Taxation Chapter, the *Indian Act* does not apply to the Tla'amin Nation, Tla'amin Institutions, Tla'amin Citizens, Tla'amin Lands and Other Tla'amin Lands, except for the purpose of determining whether an individual is an "Indian".

30. Sous réserve du chapitre intitulé « Dispositions transitoires » et des articles 16 à 16.4 du chapitre intitulé « Fiscalité », la *Loi sur les Indiens* ne s'applique pas à la *Nation des Tla'amins*, aux *institutions tla'amines*, aux *citoyens tla'amins*, aux *terres tla'amines* ni aux *autres terres tla'amines*, sauf en ce qui concerne la détermination du statut d'un individu en tant qu'« *Indien* ».

2. The following paragraphs are added to Chapter 21 - Taxation immediately after paragraph 16 of that Chapter:

2. Le chapitre 21 intitulé « Fiscalité » est modifié par l'ajout des dispositions suivantes immédiatement après l'article 16 de ce chapitre :

16.1 Despite paragraph 16 and subject to paragraph 16.3, as of the day this paragraph comes into effect, section 87 of the *Indian Act* applies to a Tla'amin Citizen who is an Indian.

16.1 Malgré l'article 16 et sous réserve de l'article 16.3, à compter du jour de l'entrée en vigueur du présent article, l'article 87 de la *Loi sur les Indiens* s'applique à un *citoyen tla'amin* qui est un *Indien*.

16.2 Despite paragraph 16 and subject to paragraphs 16.3 and 16.4, as of the day this paragraph comes into effect, section 87 of the *Indian Act* applies on

16.2 Malgré l'article 16 et sous réserve des articles 16.3 et 16.4, à compter du jour de l'entrée en vigueur du présent article, l'article 87 de la *Loi sur les Indiens*

Tla'amin Lands that were Indian Reserves or Surrendered Lands on the day before the Effective Date as if the lands were Indian Reserves.

16.3 The application of section 87 of the *Indian Act*

- a. in paragraphs 16.1 and 16.2 is subject to section 87 of the *Indian Act* itself remaining in force; and
- b. on lands identified in paragraph 16.2 is subject to
 - i. subparagraph 1.a; and
 - ii. a law of Parliament, or a treaty, self-government agreement or similar agreement given force of law by Parliament, limiting the application of section 87 of the *Indian Act* to an Indian.

16.4 The Tla'amin Nation may enter into an agreement with Canada or British Columbia that limits the application of paragraph 16.2 to the extent specified in that agreement.

DEPARTMENT OF CROWN-INDIGENOUS RELATIONS AND NORTHERN AFFAIRS

TSAWWASSEN FIRST NATION FINAL AGREEMENT

Notice of amendment to the Tsawwassen First Nation Final Agreement – Reinstatement of the application of the tax exemption on former reserve lands and for members registered under the Indian Act

Pursuant to the processes set out in the Tsawwassen First Nation Final Agreement, amendments came into effect on March 27, 2023, that reinstate the tax exemption of section 87 of the *Indian Act* on the former reserve lands of Tsawwassen First Nation and reinstate section 87 of the *Indian Act* for the Tsawwassen First Nation Final Agreement treaty beneficiaries who are registered under the *Indian Act*, on all other reserves in Canada. The amendments are consistent with Canada's revised federal tax policy. The amendments are described in the Schedule below. Unless otherwise defined, capitalized terms have the meanings ascribed to them in the Tsawwassen First Nation Final Agreement.

s'applique sur les *terres tla'amines* qui étaient des *réserves indiennes* ou des *terres cédées* la veille de la *date d'entrée en vigueur* tout comme si ces terres étaient des *réserves indiennes*.

16.3 L'application de l'article 87 de la *Loi sur les Indiens* :

- a) aux articles 16.1 et 16.2 ne vaut que pendant que l'article 87 de la *Loi sur les Indiens* demeure lui-même en vigueur;
- b) sur les terres visées à l'article 16.2 est assujettie à :
 - (i) l'alinéa 1a),
 - (ii) une loi de Parlement, ou à un traité, un accord d'autonomie gouvernementale ou un accord semblable auquel le Parlement a donné force de loi, qui limite l'application de l'article 87 de la *Loi sur les Indiens* à un *Indien*.

16.4 La *Nation des Tla'amins* peut conclure avec le *Canada* ou la *Colombie-Britannique* un accord qui limite l'application de l'article 16.2 dans la mesure précisée dans cet accord.

MINISTÈRE DES RELATIONS COURONNE-AUTOCHTONES ET DES AFFAIRES DU NORD

ACCORD DÉFINITIF DE LA PREMIÈRE NATION DE TSAWWASSEN

Avis de modification à l'Accord définitif de la Première Nation de Tsawwassen – Rétablissement de l'application de l'exemption fiscale sur les anciennes terres de réserve et pour les membres inscrits en vertu de la Loi sur les Indiens

Conformément aux processus établis dans l'Accord définitif de la Première Nation de Tsawwassen, des modifications sont entrées en vigueur le 27 mars 2023 pour rétablir l'exemption fiscale prévue à l'article 87 de la *Loi sur les Indiens* concernant les anciennes terres de réserve de la Première Nation de Tsawwassen et pour les bénéficiaires du traité de l'Accord définitif de la Première Nation de Tsawwassen inscrits en vertu de ladite Loi, dans toutes les autres réserves du Canada. Les modifications sont conformes à la politique fiscale fédérale révisée du Canada et décrites dans l'annexe ci-dessous. Sauf indication contraire, les termes en majuscules revêtent les significations qui leur sont attribuées dans l'Accord définitif de la Première Nation de Tsawwassen.

Schedule**The Tsawwassen First Nation Final Agreement is amended as follows:**

1. The reference to “12th” is deleted in subclause 16.b of Chapter 20 - Taxation and replaced with “14th”.
2. The reference to “12th” is deleted in subclause 18.b of Chapter 20 - Taxation and replaced with “14th”.
3. Chapter 20 - Taxation is amended to add the following numbered clauses immediately after each of clauses 16, 17, 18, and 19 respectively:
 - 16.1 Despite clause 16 and subject to clause 18.1, as of the day this clause comes into effect, section 87 of the *Indian Act* applies to a Tsawwassen Member who is an Indian.
 - 17.1 Despite clause 16 and subject to subclause 1.a and clauses 18.1, 18.2 and 19.1, as of the day this clause comes into effect, section 87 of the *Indian Act* applies on Tsawwassen Lands that were Reserve lands or Surrendered Lands on the day before the Effective Date.
 - 18.1 Clauses 16.1 and 17.1 only apply so long as section 87 of the *Indian Act* itself remains in force.
 - 18.2 Clause 17.1 only applies to an Indian during a period that section 87 of the *Indian Act* applies to the Indian.
 - 19.1 Tsawwassen First Nation may enter into a tax agreement with Canada or British Columbia that limits the application of clause 17.1 to the extent specified in that tax agreement.
4. The reference to “clause 16” is deleted in clause 39 of Chapter 2 - General Provisions and replaced with “clauses 16 through 19.1”.

DEPARTMENT OF INDUSTRY**OFFICE OF THE REGISTRAR GENERAL***Appointments*

Associate Deputy Minister of Natural Resources
Labonté, Jeffrey, Order in Council 2023-735

Deputy Minister of Natural Resources
Vandergrift, Michael, Order in Council 2023-736

Deputy Secretary to the Cabinet (Clean Growth)
Halucha, Paul, Order in Council 2023-734

Annexe**L'Accord définitif de la Première Nation de Tsawwassen est modifié comme il suit :**

1. À l'alinéa 16.b du chapitre 20 intitulé « Fiscalité », « le douzième » est remplacé par « le quatorzième ».
2. À l'alinéa 18.b du chapitre 20 intitulé « Fiscalité », « le douzième » est remplacé par « le quatorzième ».
3. Le chapitre 20 intitulé « Fiscalité » est modifié par l'ajout des dispositions numérotées suivantes immédiatement après chacun des articles 16, 17, 18 et 19, respectivement :
 - 16.1 Malgré l'article 16 et sous réserve de l'article 18.1, à compter du jour de l'entrée en vigueur du présent article, l'article 87 de la *Loi sur les Indiens* s'applique à un *membre tsawwassen* qui est un *Indien*.
 - 17.1 Malgré l'article 16 et sous réserve de l'alinéa 1.a et des articles 18.1, 18.2 et 19.1, à compter du jour de l'entrée en vigueur du présent article, l'article 87 de la *Loi sur les Indiens* s'applique aux *Terres tsawwassen* qui étaient des terres de *réserve* ou des *terres cédées* la veille de la *date d'entrée en vigueur*.
 - 18.1 Les articles 16.1 et 17.1 ne s'appliquent que pendant que l'article 87 de la *Loi sur les Indiens* demeure lui-même en vigueur.
 - 18.2 L'article 17.1 ne s'applique à un *Indien* que durant la période pendant laquelle l'article 87 de la *Loi sur les Indiens* s'applique à cet *Indien*.
 - 19.1 La *Première Nation de Tsawwassen* peut conclure avec le Canada ou la Colombie-Britannique un accord fiscal qui limite l'application de l'article 17.1 dans la mesure précisée dans cet accord fiscal.
4. À l'article 39 du chapitre 2 intitulé « Dispositions générales », « de l'article 16 » est remplacé par « des articles 16 à 19.1 ».

MINISTÈRE DE L'INDUSTRIE**BUREAU DU REGISTRAIRE GÉNÉRAL***Nominations*

Sous-ministre délégué des Ressources naturelles
Labonté, Jeffrey, décret 2023-735

Sous-ministre des Ressources naturelles
Vandergrift, Michael, décret 2023-736

Sous-secrétaire du Cabinet (Croissance propre)
Halucha, Paul, décret 2023-734

Deputy Secretary to the Cabinet (Plan and Consultations)
Johnson, Mollie, Order in Council 2023-737

Sous-secrétaire du Cabinet (Planification et consultations)
Johnson, Mollie, décret 2023-737

Immigration and Refugee Board
Chairperson
Brassard, Manon, Order in Council 2023-739

Commission de l'immigration et du statut de réfugié
Présidente
Brassard, Manon, décret 2023-739

Lieutenant Governor of the Province of Ontario
Dumont, Edith, Order in Council 2023-786

Lieutenante-gouverneure de la province de l'Ontario
Dumont, Edith, décret 2023-786

Public Service Commission
Commissioner
Laurendeau, Hélène, Order in Council 2023-733

Commission de la fonction publique
Commissaire
Laurendeau, Hélène, décret 2023-733

Supreme Court of the Northwest Territories
Deputy Judge
McKelvey, The Hon. Michael K., Order in Council 2023-731

Cour suprême des Territoires du Nord-Ouest
Juge adjoint
McKelvey, L'hon. Michael K., décret 2023-731

Supreme Court of Yukon
Deputy Judge
McKelvey, The Hon. Michael K., Order in Council 2023-732

Cour suprême du Yukon
Juge adjoint
McKelvey, L'hon. Michael K., décret 2023-732

August 11, 2023

Le 11 août 2023

Rachida Lagmiri
Official Documents Registrar

La registraire des documents officiels
Rachida Lagmiri

DEPARTMENT OF INDUSTRY

OFFICE OF THE REGISTRAR GENERAL

Appointments

Instrument of Advice dated July 25, 2023

MacAulay, The Hon. Lawrence, P.C.
Minister of Agriculture and Agri-Food

Instrument of Advice dated July 26, 2023

Anand, The Hon. Indira Anita, P.C.
President of the Treasury Board

Anandasangaree, Gary, P.C.
Minister of Crown-Indigenous Relations

Beech, Terry, P.C.
Minister of Citizens' Services

Bibeau, The Hon. Marie-Claude, P.C.
Minister of National Revenue

Blair, The Hon. William Sterling, P.C.
Minister of National Defence

MINISTÈRE DE L'INDUSTRIE

BUREAU DU REGISTRAIRE GÉNÉRAL

Nominations

Instrument d'avis en date du 25 juillet 2023

MacAulay, L'hon. Lawrence, C.P.
Ministre de l'Agriculture et de l'Agroalimentaire

Instrument d'avis en date du 26 juillet 2023

Anand, L'hon. Indira Anita, C.P.
Présidente du Conseil du Trésor

Anandasangaree, Gary, C.P.
Ministre des Relations Couronne-Autochtones

Beech, Terry, C.P.
Ministre des Services aux citoyens

Bibeau, L'hon. Marie-Claude, C.P.
Ministre du Revenu national

Blair, L'hon. William Sterling, C.P.
Ministre de la Défense nationale

Boissonnault, The Hon. Randy Paul Andrew, P.C.
Minister of Employment and Social Development;
Minister of State (Official Languages), to be styled Minister of Employment, Workforce Development and Official Languages

Duclos, The Hon. Jean-Yves, P.C.
Minister of Public Works and Government Services, to be styled Minister of Public Services and Procurement

Fraser, The Hon. Sean Simon Andrew, P.C.
Minister of Infrastructure and Communities, to be styled Minister of Housing, Infrastructure and Communities

Gould, The Hon. Karina, P.C.
Leader of the Government in the House of Commons

Holland, The Hon. Mark, P.C.
Minister of Health

Hussen, The Hon. Ahmed, P.C.
Minister for International Development, to be styled Minister of International Development

Hutchings, The Hon. Gudrid Ida, P.C.
Minister of State (Rural Economic Development); Member of the King's Privy Council for Canada appointed by Commission under the Great Seal to be Minister for the purposes of the *Atlantic Canada Opportunities Agency Act*, to be styled Minister of Rural Economic Development and Minister responsible for the Atlantic Canada Opportunities Agency

Khera, The Hon. Kamal, P.C.
Minister of State (Diversity, Inclusion and Persons with Disabilities), to be styled Minister of Diversity, Inclusion and Persons with Disabilities

LeBlanc, The Hon. Dominic, P.C.
Minister of Public Safety and Emergency Preparedness, to be styled Minister of Public Safety, Democratic Institutions and Intergovernmental Affairs

Lebouthillier, The Hon. Diane, P.C.
Minister of Fisheries and Oceans, to be styled Minister of Fisheries, Oceans and the Canadian Coast Guard

Martinez Ferrada, Soraya, P.C.
Minister of State (Tourism); Minister of the Economic Development Agency of Canada for the Regions of Quebec, to be styled Minister of Tourism and Minister responsible for the Economic Development Agency of Canada for the Regions of Quebec

Boissonnault, L'hon. Randy Paul Andrew, C.P.
Ministre de l'Emploi et du Développement social; ministre d'État (Langues officielles), devant porter le titre de ministre de l'Emploi, du Développement de la main-d'œuvre et des Langues officielles

Duclos, L'hon. Jean-Yves, C.P.
Ministre des Travaux publics et des Services gouvernementaux, devant porter le titre de ministre des Services publics et de l'Approvisionnement

Fraser, L'hon. Sean Simon Andrew, C.P.
Ministre de l'Infrastructure et des Collectivités, devant porter le titre de ministre du Logement, de l'Infrastructure et des Collectivités

Gould, L'hon. Karina, C.P.
Leader du gouvernement à la Chambre des communes

Holland, L'hon. Mark, C.P.
Ministre de la Santé

Hussen, L'hon. Ahmed, C.P.
Ministre du Développement international

Hutchings, L'hon. Gudrid Ida, C.P.
Ministre d'État (Développement économique rural); Membre du Conseil privé du Roi pour le Canada chargé par commission sous le grand sceau de l'application de la *Loi sur l'Agence de promotion économique du Canada atlantique*, devant porter le titre de ministre du Développement économique rural et ministre responsable de l'Agence de promotion économique du Canada atlantique

Khera, L'hon. Kamal, C.P.
Ministre d'État (Diversité, Inclusion et Personnes en situation de handicap), devant porter le titre de ministre de la Diversité, de l'Inclusion et des Personnes en situation de handicap

LeBlanc, L'hon. Dominic, C.P.
Ministre de la Sécurité publique et de la Protection civile, devant porter le titre de ministre de la Sécurité publique, des Institutions démocratiques et des Affaires intergouvernementales

Lebouthillier, L'hon. Diane, C.P.
Ministre des Pêches et des Océans, devant porter le titre de ministre des Pêches, des Océans et de la Garde côtière canadienne

Martinez Ferrada, Soraya, C.P.
Ministre d'État (Tourisme); ministre de l'Agence de développement économique du Canada pour les régions du Québec, devant porter le titre de ministre du Tourisme et ministre responsable de l'Agence de développement économique du Canada pour les régions du Québec

Miller, The Hon. Marc, P.C.

Minister of Citizenship and Immigration, to be styled
Minister of Immigration, Refugees and Citizenship

Ng, The Hon. Mary F.Y., P.C.

Minister for International Trade, to be styled Minister
of Export Promotion, International Trade and Eco-
nomic Development

O'Regan, The Hon. Seamus, P.C.

Minister of Labour; Minister of State (Seniors), to be
styled Minister of Labour and Seniors

Petitpas Taylor, The Hon. Ginette, P.C.

Minister of Veterans Affairs; Associate Minister of
National Defence, to be styled Minister of Veterans
Affairs and Associate Minister of National Defence

Qualtrough, The Hon. Carla, P.C.

Minister of Sport and Persons with Disabilities, to be
styled Minister of Sport and Physical Activity

Rodriguez, The Hon. Pablo, P.C.

Minister of Transport

Sajjan, The Hon. Harjit Singh, P.C.

President of the King's Privy Council for Canada; Min-
ister of State (Emergency Preparedness), to be styled
President of the King's Privy Council for Canada and
Minister of Emergency Preparedness and Minister
responsible for the Pacific Economic Development
Agency of Canada

Saks, Ya'ara, P.C.

Minister of Mental Health and Addictions and Associ-
ate Minister of Health

St-Onge, The Hon. Pascale, P.C.

Minister of Canadian Heritage

Sudds, Jenna, P.C.

Minister of Families, Children and Social
Development

Valdez, Rechie, P.C.

Minister of Small Business and Tourism, to be styled
Minister of Small Business

Virani, Arif, P.C.

Minister of Justice and Attorney General of Canada

Miller, L'hon. Marc, C.P.

Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration, devant
porter le titre de ministre de l'Immigration, des Réfu-
giés et de la Citoyenneté

Ng, L'hon. Mary F.Y., C.P.

Ministre du Commerce international, devant porter le
titre de ministre de la Promotion des exportations, du
Commerce international et du Développement
économique

O'Regan, L'hon. Seamus, C.P.

Ministre du Travail; ministre d'État (Aînés), devant
porter le titre de ministre du Travail et des Aînés

Petitpas Taylor, L'hon. Ginette, C.P.

Ministre des Anciens Combattants; ministre associée
de la Défense nationale, devant porter le titre de
ministre des Anciens Combattants et ministre associée
de la Défense nationale

Qualtrough, L'hon. Carla, C.P.

Ministre des Sports et des Personnes handicapées,
devant porter le titre de ministre des Sports et de l'Acti-
vité physique

Rodriguez, L'hon. Pablo, C.P.

Ministre des Transports

Sajjan, L'hon. Harjit Singh, C.P.

Président du Conseil privé du Roi pour le Canada;
ministre d'État (Protection civile), devant porter le titre
de président du Conseil privé du Roi pour le Canada,
ministre de la Protection civile et ministre responsable
de l'Agence de développement économique du Paci-
fique Canada

Saks, Ya'ara, C.P.

Ministre de la Santé mentale et des Dépendances et
ministre associée de la Santé

St-Onge, L'hon. Pascale, C.P.

Ministre du Patrimoine canadien

Sudds, Jenna, C.P.

Ministre de la Famille, des Enfants et du Dévelop-
pement social

Valdez, Rechie, C.P.

Ministre de la Petite Entreprise et du Tourisme, devant
porter le titre de ministre de la Petite Entreprise

Virani, Arif, C.P.

Ministre de la Justice et procureur général du Canada

Wilkinson, The Hon. Jonathan, P.C.

Minister of Natural Resources, to be styled Minister of Energy and Natural Resources

August 11, 2023

Rachida Lagmiri

Official Documents Registrar

DEPARTMENT OF NATURAL RESOURCES

ENERGY EFFICIENCY ACT

Notice of intent to align Canada's Energy Efficiency Regulations, 2016, for energy efficiency and testing standards of refrigerators and refrigerator-freezers, freezers, dishwashers, clothes washers and clothes dryers with those of the United States Department of Energy

Notice is hereby given that Natural Resources Canada is initiating a [previously announced amendment](#) to Canada's *Energy Efficiency Regulations, 2016*, made under the *Energy Efficiency Act*.

In April 2022, Natural Resources Canada announced its intent to increase the stringency of existing energy efficiency standards and update the testing standards for five major home appliances: refrigerators, refrigerator-freezers, freezers, dishwashers, clothes washers and clothes dryers, with the intent to align these requirements with the outcomes of the United States (U.S.) Department of Energy rule-making activities currently underway and to have these requirements come into effect in 2024.

Natural Resources Canada still intends to increase the stringency of existing standards and update testing standards for these major home appliance categories in alignment with the U.S. Department of Energy, but is providing notice that the effective dates for these new standards will be aligned with the anticipated effective dates for those in the United States and not in 2024, as previously announced.

Background

The Government of Canada is committed to meeting net-zero greenhouse gas emission targets for buildings by 2050. Canada's building sector is a significant contributor to Canada's total energy consumption and greenhouse gas emissions. Regulating the energy use of products is one of many tools available to the Government to improve energy efficiency, reduce consumption and achieve net-zero emissions by 2050.

Wilkinson, L'hon. Jonathan, C.P.

Ministre des Ressources naturelles, devant porter le titre de ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles

Le 11 août 2023

La registraire des documents officiels

Rachida Lagmiri

MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES

LOI SUR L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Avis d'intention d'harmoniser les normes du Règlement de 2016 sur l'efficacité énergétique du Canada relatives à l'efficacité énergétique et à la mise à l'essai des réfrigérateurs, des réfrigérateurs-congélateurs, des congélateurs, des lave-vaisselle, des laveuses et des sècheuses avec celles du Department of Energy des États-Unis

Avis est par la présente donné que Ressources naturelles Canada entreprend une [modification précédemment annoncée](#) au *Règlement de 2016 sur l'efficacité énergétique* du Canada, en vertu de la *Loi sur l'efficacité énergétique*.

En avril 2022, Ressources naturelles Canada a annoncé son intention de raffermir les normes d'efficacité énergétique existantes et de mettre à jour les normes de mise à l'essai pour cinq gros électroménagers, soit les réfrigérateurs, les réfrigérateurs-congélateurs, les congélateurs, les lave-vaisselle, les laveuses et les sècheuses, dans le but d'harmoniser ces exigences avec les résultats des processus d'élaboration de la réglementation du Department of Energy des États-Unis actuellement en cours et de faire en sorte que ces exigences entrent en vigueur en 2024.

Ressources naturelles Canada a toujours l'intention de raffermir les normes existantes et de mettre à jour les normes de mise à l'essai pour ces catégories de gros électroménagers, conformément au Department of Energy des États-Unis, mais donne avis que les dates d'entrée en vigueur de ces nouvelles normes seront harmonisées avec les dates d'entrée en vigueur prévues de celles aux États-Unis et non en 2024, comme il a été annoncé précédemment.

Contexte

Le gouvernement du Canada s'est engagé à atteindre les objectifs de zéro émission nette de gaz à effet de serre pour les bâtiments d'ici 2050. Le secteur canadien du bâtiment contribue considérablement à la consommation totale d'énergie et aux émissions de gaz à effet de serre du Canada. La réglementation de la consommation d'énergie des produits est l'un des nombreux outils dont dispose le gouvernement pour améliorer l'efficacité énergétique, réduire la consommation et atteindre la carboneutralité d'ici 2050.

Canada's *Energy Efficiency Regulations, 2016*, set standards for energy-using products imported or shipped interprovincially for the purpose of sale or lease. The Regulations are regularly amended to introduce new standards or update existing ones. New or updated product energy efficiency and testing standards, in alignment with those of other jurisdictions, enhance the energy efficiency of the products sold in Canada and reduce barriers to trade.

The U.S. Department of Energy has proposed stringent new energy efficiency standards for refrigerators, refrigerator-freezers, freezers, dishwashers, clothes washers and clothes dryers. Natural Resources Canada anticipates that the U.S. regulatory processes will establish new standards for these major home appliance categories at the highest level technologically feasible and economically practicable, and that aligning effective dates in Canada with those in the United States will achieve important energy savings for Canadians while minimizing the regulatory burden for the industry. Although the U.S. final rules are under development, they are expected to be announced in late 2023 and 2024, with effective dates of the new standards for some products beginning in 2027.

Proposed approach

To facilitate alignment, minimize the regulatory burden and maximize benefits for Canadians, Natural Resources Canada will align energy efficiency and testing standards, reporting requirements and timelines with the outcomes of the regulatory development processes currently the subject of consultations by the U.S. Department of Energy.

Canada intends to finalize the Canadian regulations following the U.S. publication of the final rules for these major home appliance categories. When appropriate, Canada will use flexible regulatory tools, such as ministerial regulations, technical standards documents and use of ambulatory incorporation by reference to the U.S. *Code of Federal Regulations*, to facilitate alignment.

Next steps

Consultations will continue with provinces, territories and other stakeholders (e.g. industry, non-governmental organizations and the public) to discuss the approach outlined in this notice of intent and to ensure that relevant expertise and perspectives are considered in the regulatory development process.

Le *Règlement de 2016 sur l'efficacité énergétique* du Canada établit des normes pour les produits consommateurs d'énergie importés ou expédiés d'une province à une autre à des fins de vente ou de location. Le Règlement est régulièrement modifié pour introduire de nouvelles normes ou mettre à jour les normes existantes. Des normes d'efficacité énergétique et de mise à l'essai de produits nouvelles ou mises à jour, harmonisées avec celles d'autres administrations, améliorent l'efficacité énergétique des produits vendus au Canada et réduisent les obstacles au commerce.

Le Department of Energy des États-Unis a proposé de nouvelles normes strictes d'efficacité énergétique pour les réfrigérateurs, les réfrigérateurs-congérateurs, les congélateurs, les lave-vaisselle, les laveuses et les sècheuses. Ressources naturelles Canada prévoit que les processus de réglementation des États-Unis établiront de nouvelles normes pour ces catégories de gros électroménagers au niveau le plus élevé possible sur le plan technologique et économique et que l'harmonisation des dates d'entrée en vigueur au Canada avec celles des États-Unis permettra de réaliser d'importantes économies d'énergie pour les Canadiens tout en réduisant au minimum le fardeau réglementaire pour l'industrie. Bien que les règles définitives des États-Unis soient en cours d'élaboration, elles devraient être annoncées à la fin de 2023 ou en 2024, et les dates d'entrée en vigueur des nouvelles normes pour certains produits devraient commencer en 2027.

Approche proposée

Pour faciliter l'harmonisation, réduire au minimum le fardeau réglementaire et maximiser les avantages pour les Canadiens, Ressources naturelles Canada harmonisera les normes de l'efficacité énergétique et de mise à l'essai, les exigences en matière de rapports et les échéanciers avec les résultats des processus d'élaboration de la réglementation qui font actuellement l'objet de consultations par le Department of Energy des États-Unis.

Le Canada a l'intention de finaliser la réglementation canadienne après la publication par les États-Unis des règles définitives pour ces catégories de gros électroménagers. Le cas échéant, le Canada utilisera des outils de réglementation souples, comme les règlements ministériels, les documents sur les normes techniques et l'incorporation par renvoi dynamique du *Code of Federal Regulations* des États-Unis, pour faciliter l'harmonisation.

Prochaines étapes

Les consultations se poursuivront avec les provinces, les territoires et d'autres intervenants (par exemple l'industrie, les organisations non gouvernementales et le public) afin de discuter de l'approche décrite dans le présent avis d'intention et de veiller à ce que l'expertise et les points de vue pertinents soient pris en compte dans le processus d'élaboration de la réglementation.

INNOVATION, SCIENCE AND ECONOMIC DEVELOPMENT CANADA**RADIOCOMMUNICATION ACT**

Notice No. SMSE-008-23 — Release of RSS-247, Issue 3

Notice is hereby given that Innovation, Science and Economic Development Canada (ISED) has published the following document:

- Radio Standards Specification RSS-247, Issue 3, *Digital Transmission Systems (DTSs), Frequency Hopping Systems (FHSs) and Licence-Exempt Local Area Network (LE-LAN) Devices*. This specification sets out the certification requirements for radio apparatus operating in the bands 902-928 MHz, 2400-2483.5 MHz and 5725-5850 MHz employing frequency hopping, digital modulation and/or a combination (hybrid) of both techniques, and for licence-exempt local area network (LE-LAN) devices operating in the bands 5150-5250 MHz, 5250-5350 MHz, 5470-5725 MHz, 5725-5850 MHz, and 5850-5895 MHz.

The document is now official and available on the [Published documents page](#) of the [Spectrum management and telecommunications website](#).

Submitting comments

Comments and suggestions for improving the document may be submitted online using the [Standard Change Request form](#).

August 3, 2023

Martin Proulx

Director General
Engineering, Planning and Standards Branch

INNOVATION, SCIENCE AND ECONOMIC DEVELOPMENT CANADA**RADIOCOMMUNICATION ACT**

Notice No. SMSE-012-23 — Publication of RSS-198, Issue 1

Notice is hereby given that Innovation, Science and Economic Development Canada has published the following document:

- RSS-198, Issue 1, [Flexible Use Broadband Equipment Operating in the Band 3900-3980 MHz](#), which sets out the requirements for the certification of flexible use

INNOVATION, SCIENCES ET DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE CANADA**LOI SUR LA RADIOCOMMUNICATION**

Avis n° SMSE-008-23 — Publication du CNR-247, 3^e édition

Avis est par la présente donné qu'Innovation, Sciences et Développement économique Canada (ISDE) a publié le document suivant :

- Le Cahier des charges sur les normes radioélectriques CNR-247, 3^e édition, *Systèmes de transmission numérique (STN), systèmes à sauts de fréquence (SSF) et dispositifs de réseaux locaux exempts de licence (RL-EL)*. La présente norme établit les exigences de certification relatives aux appareils radio utilisés dans les bandes de 902 à 928 MHz, de 2 400 à 2 483,5 MHz et de 5 725 à 5 850 MHz et employant les sauts de fréquence, la modulation numérique ou une combinaison (hybride) des deux techniques, et les dispositifs de réseaux locaux exempts de licence (RL-EL) utilisés dans les bandes de 5 150 à 5 250 MHz, de 5 250 à 5 350 MHz, de 5 470 à 5 725 MHz, de 5 725 à 5 850 MHz et de 5 850 à 5 895 MHz.

Ce document est maintenant officiel et disponible sur la [page Documents publiés](#) du [site Web de Gestion du spectre et télécommunications](#).

Présentation de commentaires

Les commentaires et suggestions pour améliorer ce document peuvent être soumis en ligne en utilisant le [formulaire Demande de changement à la norme](#).

Le 3 août 2023

Le directeur général

Direction générale du génie, de la planification et des normes

Martin Proulx**INNOVATION, SCIENCES ET DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE CANADA****LOI SUR LA RADIOCOMMUNICATION**

Avis n° SMSE-012-23 — Publication du CNR-198, édition 1

Avis est par la présente donné qu'Innovation, Sciences et Développement économique Canada a publié le document suivant :

- CNR-198, édition 1, [Matériel à large bande à utilisation flexible exploité dans la bande de 3 900 à 3 980 MHz](#), qui établit les exigences de certification

broadband equipment used in fixed and/or mobile services operating in the frequency band 3900-3980 MHz.

This document is now official and available on the [Published documents page](#) of the [Spectrum management and telecommunications website](#).

Submitting comments

Comments and suggestions for improving this document may be submitted online using the [Standard Change Request form](#).

August 9, 2023

Martin Proulx

Director General
Engineering, Planning and Standards Branch

PRIVY COUNCIL OFFICE

Appointment opportunities

We know that our country is stronger — and our government more effective — when decision-makers reflect Canada's diversity. The Government of Canada has implemented an appointment process that is transparent and merit-based, strives for gender parity, and ensures that Indigenous peoples and minority groups are properly represented in positions of leadership. We continue to search for Canadians who reflect the values that we all embrace: inclusion, honesty, fiscal prudence, and generosity of spirit. Together, we will build a government as diverse as Canada.

We are equally committed to providing a healthy workplace that supports one's dignity, self-esteem and the ability to work to one's full potential. With this in mind, all appointees will be expected to take steps to promote and maintain a healthy, respectful and harassment-free work environment.

The Government of Canada is currently seeking applications from diverse and talented Canadians from across the country who are interested in the following positions.

Current opportunities

The following opportunities for appointments to Governor in Council positions are currently open for applications. Every opportunity is open for a minimum of two weeks from the date of posting on the [Governor in Council appointments website](#).

pour le matériel à large bande à utilisation flexible utilisé pour offrir des services fixes et/ou mobiles dans la bande de fréquences de 3 900 à 3 980 MHz.

Ce document est maintenant officiel et disponible sur la [page Documents publiés](#) du [site Web de Gestion du spectre et télécommunications](#).

Présentation de commentaires

Les commentaires et suggestions pour améliorer ce document peuvent être soumis en ligne en utilisant le [formulaire Demande de changement à la norme](#).

Le 9 août 2023

Le directeur général

Direction générale du génie, de la planification et des normes

Martin Proulx

BUREAU DU CONSEIL PRIVÉ

Possibilités de nominations

Nous savons que notre pays est plus fort et notre gouvernement plus efficace lorsque les décideurs reflètent la diversité du Canada. Le gouvernement du Canada a mis en œuvre un processus de nomination transparent et fondé sur le mérite qui reflète son engagement à assurer la parité entre les sexes et une représentation adéquate des Autochtones et des groupes minoritaires dans les postes de direction. Nous continuons de rechercher des Canadiens qui incarnent les valeurs qui nous sont chères : l'inclusion, l'honnêteté, la prudence financière et la générosité d'esprit. Ensemble, nous créerons un gouvernement aussi diversifié que le Canada.

Nous nous engageons également à offrir un milieu de travail sain qui favorise la dignité et l'estime de soi des personnes et leur capacité à réaliser leur plein potentiel au travail. Dans cette optique, toutes les personnes nommées devront prendre des mesures pour promouvoir et maintenir un environnement de travail sain, respectueux et exempt de harcèlement.

Le gouvernement du Canada sollicite actuellement des candidatures auprès de divers Canadiens talentueux provenant de partout au pays qui manifestent un intérêt pour les postes suivants.

Possibilités d'emploi actuelles

Les possibilités de nominations des postes pourvus par décret suivantes sont actuellement ouvertes aux demandes. Chaque possibilité est ouverte aux demandes pour un minimum de deux semaines à compter de la date de la publication sur le [site Web des nominations par le gouverneur en conseil](#).

Governor in Council appointment opportunities

Position	Organization	Closing date
Director	Asia-Pacific Foundation of Canada	
Director	Bank of Canada	
Chairperson	Business Development Bank of Canada	
Director	Business Development Bank of Canada	
Director	Canada Foundation for Innovation	
Director	Canada Foundation for Sustainable Development Technology	
Director	Canada Revenue Agency	
Chairperson	Canadian Accessibility Standards Development Organization	
Director	Canadian Accessibility Standards Development Organization	
Director	Canadian Centre on Substance Abuse	
Director	Canadian Commercial Corporation	
Chief Executive Officer	Canadian Energy Regulator	
Director	Canadian Energy Regulator	
Chief Commissioner	Canadian Grain Commission	
Chief Commissioner	Canadian Human Rights Commission	
Member	Canadian Human Rights Tribunal	
Member	Canadian Institutes of Health Research	
President	Canadian Institutes of Health Research	
Member	Canadian International Trade Tribunal	
Permanent Member	Canadian Nuclear Safety Commission	

Possibilités de nominations par le gouverneur en conseil

Poste	Organisation	Date de clôture
Administrateur	Fondation Asie-Pacifique du Canada	
Administrateur	Banque du Canada	
Président	Banque de développement du Canada	
Administrateur	Banque de développement du Canada	
Administrateur	Fondation canadienne pour l'innovation	
Administrateur	Fondation du Canada pour l'appui technologique au développement durable	
Administrateur	Agence du revenu du Canada	
Président	Organisation canadienne d'élaboration de normes d'accessibilité	
Administrateur	Organisation canadienne d'élaboration de normes d'accessibilité	
Administrateur	Centre canadien de lutte contre les toxicomanies	
Administrateur	Corporation commerciale canadienne	
Président-directeur général	Régie canadienne de l'énergie	
Administrateur	Régie canadienne de l'énergie	
Président	Commission canadienne des grains	
Président	Commission canadienne des droits de la personne	
Membre	Tribunal canadien des droits de la personne	
Membre	Instituts de recherche en santé du Canada	
Président	Instituts de recherche en santé du Canada	
Membre	Tribunal canadien du commerce extérieur	
Membre permanent	Commission canadienne de sûreté nucléaire	

Position	Organization	Closing date	Poste	Organisation	Date de clôture
President	Canadian Nuclear Safety Commission		Président	Commission canadienne de sûreté nucléaire	
Member	Canadian Radio-television and Telecommunications Commission		Conseiller	Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes	
Member	Canadian Statistics Advisory Council		Membre	Conseil consultatif canadien de la statistique	
Director	Canadian Tourism Commission		Administrateur	Commission canadienne du tourisme	
Chairperson	Canadian Transportation Accident Investigation and Safety Board		Président	Bureau canadien d'enquête sur les accidents de transport et de la sécurité des transports	
Member	Canadian Transportation Accident Investigation and Safety Board		Membre	Bureau canadien d'enquête sur les accidents de transport et de la sécurité des transports	
Member	Canadian Transportation Agency		Membre	Office des transports du Canada	
Member	Copyright Board		Commissaire	Commission du droit d'auteur	
Director	Export Development Canada		Administrateur	Exportation et développement Canada	
Director	First Nations Financial Management Board		Conseiller	Conseil de gestion financière des Premières Nations	
Commissioner	First Nations Tax Commission		Commissaire	Commission de la fiscalité des premières nations	
Director	Halifax Port Authority		Administrateur	Administration portuaire de Halifax	
Member	Historic Sites and Monuments Board of Canada		Membre	Commission des lieux et monuments historiques du Canada	
Law Clerk and Parliamentary Counsel	House of Commons		Légiste et conseiller parlementaire	Chambre des communes	
Dispute/Appellate Panellist	Internal Trade Secretariat — Canadian Free Trade Agreement		Membre d'un groupe spécial / groupe spécial d'appel	Secrétariat du commerce intérieur — Accord de libre-échange canadien	
Commissioner	International Commission on the Conservation of Atlantic Tunas		Commissaire	Commission internationale pour la conservation des thonidés de l'Atlantique	
Commissioner	International Joint Commission		Commissaire	Commission conjointe internationale	

Position	Organization	Closing date	Poste	Organisation	Date de clôture
Chairperson	Military Grievances External Review Committee		Président	Comité externe d'examen des griefs militaires	
Vice-Chairperson	Military Grievances External Review Committee		Vice-président	Comité externe d'examen des griefs militaires	
Chairperson	National Advisory Council on Poverty		Président	Conseil consultatif national sur la pauvreté	
Member	National Advisory Council on Poverty		Membre	Conseil consultatif national sur la pauvreté	
Member (Children's Issues)	National Advisory Council on Poverty		Membre (Questions relatives aux enfants)	Conseil consultatif national sur la pauvreté	
Commissioner	National Battlefields Commission		Commissaire	Commission des champs de bataille nationaux	
Canadian Representative	North Atlantic Salmon Conservation Organization		Représentant canadien	Organisation pour la Conservation du Saumon de l'Atlantique Nord	
Canadian Representative	North Pacific Anadromous Fish Commission		Représentant canadien	Commission des poissons anadromes du Pacifique Nord	
Conflict of Interest and Ethics Commissioner	Office of the Conflict of Interest and Ethics Commissioner		Commissaire aux conflits d'intérêts et à l'éthique	Bureau du commissaire aux conflits d'intérêts et à l'éthique	
Member	Patented Medicine Prices Review Board		Membre	Conseil d'examen du prix des médicaments brevetés	
Vice-Chairperson	Patented Medicine Prices Review Board		Vice-président	Conseil d'examen du prix des médicaments brevetés	
President	Public Service Commission		Président	Commission de la fonction publique	
Principal	Royal Military College of Canada		Recteur	Collège militaire royal du Canada	
Member	Standards Council of Canada		Conseiller	Conseil canadien des normes	
Director	VIA Rail Canada Inc.		Administrateur	VIA Rail Canada Inc.	

PARLIAMENT

HOUSE OF COMMONS

First Session, 44th Parliament

PRIVATE BILLS

[Standing Order 130](#) respecting notices of intended applications for private bills was published in the *Canada Gazette*, Part I, on November 20, 2021.

For further information, contact the Private Members' Business Office, House of Commons, West Block, Room 314-C, Ottawa, Ontario K1A 0A6, 613-992-9511.

Eric Janse

Acting Clerk of the House of Commons

OFFICE OF THE CHIEF ELECTORAL OFFICER

CANADA ELECTIONS ACT

Deregistration of a registered electoral district association

In accordance with subsection 467(1) of the *Canada Elections Act*, the "Calgary South Regional PPC Association" is deregistered, effective August 31, 2023.

July 28, 2023

Josée Villeneuve

Senior Director
Political Financing

PARLEMENT

CHAMBRE DES COMMUNES

Première session, 44^e 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 20 novembre 2021.

Pour de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec le Bureau des affaires émanant des députés à l'adresse suivante : Chambre des communes, Édifice de l'Ouest, pièce 314-C, Ottawa (Ontario) K1A 0A6, 613-992-9511.

Le greffier intérimaire de la Chambre des communes

Eric Janse

BUREAU DU DIRECTEUR GÉNÉRAL DES ÉLECTIONS

LOI ÉLECTORALE DU CANADA

Radiation d'une association de circonscription enregistrée

Conformément au paragraphe 467(1) de la *Loi électorale du Canada*, « Calgary South Regional PPC Association » est radiée à compter du 31 août 2023.

Le 28 juillet 2023

La directrice principale
Financement politique

Josée Villeneuve

COMMISSIONS**CANADA REVENUE AGENCY****INCOME TAX ACT***Revocation of registration of a charity*

The following notice of proposed revocation was sent to the charity listed below 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 subsection 149.1(4), of the *Income Tax Act*, of our intention to revoke the registration of the charity listed below and that by virtue of paragraph 168(2)(b) thereof, the revocation of registration will be effective on the date of publication of this notice in the *Canada Gazette*.”

Business number Numéro d'entreprise	Name / Nom Address / Adresse
823570189RR0001	LIFEPOINT FOUNDATION FOR PEOPLE WITH SPECIAL NEEDS, NORTH YORK, ONT.

Sharmila Khare
Director General
Charities Directorate

CANADIAN INTERNATIONAL TRADE TRIBUNAL**APPEAL***Notice No. HA-2023-006*

The Canadian International Trade Tribunal will hold a public hearing to consider the appeal referenced below. This hearing will be held beginning at 9:30 a.m., in the Tribunal's Hearing Room No. 2, 18th Floor, 333 Laurier Avenue West, Ottawa, Ontario. Interested persons planning to attend should contact the Tribunal at 613-993-3595 or at citt-tcce@tribunal.gc.ca to obtain further information and to confirm that the hearing will be held as scheduled.

COMMISSIONS**AGENCE DU REVENU DU CANADA****LOI DE L'IMPÔT SUR LE REVENU***Révocation de l'enregistrement d'un organisme de bienfaisance*

L'avis d'intention de révocation suivant a été envoyé à l'organisme de bienfaisance indiqué ci-après parce qu'il n'a 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, conformément aux alinéas 168(1)b) et 168(1)d) et au paragraphe 149.1(4) de la *Loi de l'impôt sur le revenu*, de notre intention de révoquer l'enregistrement de l'organisme de bienfaisance mentionné ci-dessous en vertu de l'alinéa 168(2)b) de cette loi et que la révocation de l'enregistrement entre en vigueur à la date de publication du présent avis dans la *Gazette du Canada*. »

La directrice générale
Direction des organismes de bienfaisance
Sharmila Khare

TRIBUNAL CANADIEN DU COMMERCE EXTÉRIEUR**APPEL***Avis n° HA-2023-006*

Le Tribunal canadien du commerce extérieur tiendra une audience publique afin d'entendre l'appel mentionné ci-dessous. L'audience débutera à 9 h 30 et aura lieu dans la salle d'audience n° 2 du Tribunal, 18^e étage, 333, avenue Laurier Ouest, Ottawa (Ontario). Les personnes intéressées qui ont l'intention d'assister à l'audience doivent s'adresser au Tribunal en composant le 613-993-3595 ou en écrivant au tcce-citt@tribunal.gc.ca si elles souhaitent obtenir des renseignements additionnels ou si elles veulent confirmer la date de l'audience.

Customs Act

9311-3652 Québec Inc. v. President of the Canada Border Services Agency

Date of Hearing	September 19, 2023
Appeal	AP-2022-001
Goods in Issue	“La Jeune Vache” food preparations based on dairy ingredients
Issue	Whether the goods in issue are properly classified under tariff item No. 2106.90.94 as “food preparations not elsewhere specific or included, containing 50% or more by weight of dairy content, over access commitment”, as determined by the President of the Canada Border Services Agency, or under tariff item No. 2106.90.95 as “food preparations not elsewhere specified or included, other preparations, containing, in the dry state, over 10% by weight of milk solids but less than 50% by weight of dairy content”, as claimed by 9311-3652 Québec Inc.
Tariff Items at Issue	9311-3652 Québec Inc.—2106.90.95 President of the Canada Border Services Agency—2106.90.94

Loi sur les douanes

9311-3652 Québec Inc. c. Présidente de l’Agence des services frontaliers du Canada

Date de l’audience	19 septembre 2023
Appel	AP-2022-001
Marchandises en cause	Préparations alimentaires à base d’ingrédients laitiers « La Jeune Vache »
Question en litige	Déterminer si les marchandises en cause sont correctement classées dans le numéro tarifaire 2106.90.94 à titre de « préparations alimentaires non dénommées ni comprises ailleurs, contenant 50 % ou plus en poids de contenu laitier, au-dessus de l’engagement d’accès », comme l’a déterminé la présidente de l’Agence des services frontaliers du Canada, ou dans le numéro tarifaire 2106.90.95 à titre de « préparations alimentaires non dénommées ni comprises ailleurs, autres préparations, contenant à l’état sec plus de 10 % de solides de lait en poids mais moins de 50 % en poids de contenu laitier », comme le soutient 9311-3652 Québec Inc.
Numéros tarifaires en cause	9311-3652 Québec Inc. — 2106.90.95 Présidente de l’Agence des services frontaliers du Canada — 2106.90.94

CANADIAN RADIO-TELEVISION AND TELECOMMUNICATIONS COMMISSION**NOTICE TO INTERESTED PARTIES**

The Commission posts on its [website](#) original, detailed decisions, notices of consultation, regulatory policies, information bulletins and orders as they come into force. In accordance with Part 1 of the *Canadian Radio-television and Telecommunications Commission Rules of Practice and Procedure*, these documents may be examined at the Commission’s office, as can be documents relating to a proceeding, including the notices and applications, which are posted on the Commission’s website, under “[Public proceedings & hearings](#).”

The following documents are abridged versions of the Commission’s original documents.

CANADIAN RADIO-TELEVISION AND TELECOMMUNICATIONS COMMISSION**PART 1 APPLICATIONS**

The following application for renewal or amendment, or complaint was posted on the Commission’s website between August 3 and August 10, 2023.

CONSEIL DE LA RADIODIFFUSION ET DES TÉLÉCOMMUNICATIONS CANADIENNES**AVIS AUX INTÉRESSÉS**

Le Conseil affiche sur son [site Web](#) les décisions, les avis de consultation, les politiques réglementaires, les bulletins d’information et les ordonnances originales et détaillées qu’il publie dès leur entrée en vigueur. Conformément à la partie 1 des *Règles de pratique et de procédure du Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes*, ces documents peuvent être consultés au bureau du Conseil, comme peuvent l’être tous les documents qui se rapportent à une instance, y compris les avis et les demandes, qui sont affichés sur le site Web du Conseil sous la rubrique « [Instances publiques et audiences](#) ».

Les documents qui suivent sont des versions abrégées des documents originaux du Conseil.

CONSEIL DE LA RADIODIFFUSION ET DES TÉLÉCOMMUNICATIONS CANADIENNES**DEMANDES DE LA PARTIE 1**

La demande de renouvellement ou de modification ou la plainte suivante a été affichée sur le site Web du Conseil entre le 3 août et le 10 août 2023.

Application filed by / Demande présentée par	Application number / Numéro de la demande	Undertaking / Entreprise	City / Ville	Province	Deadline for submission of interventions, comments or replies / Date limite pour le dépôt des interventions, des observations ou des réponses
DHX Television Ltd.	2023-0437-7	Wildbrain	Across Canada / L'ensemble du Canada	N.A. / s.o.	September 8, 2023 / 8 septembre 2023

ADMINISTRATIVE DECISIONS

DÉCISIONS ADMINISTRATIVES

Applicant's name / Nom du demandeur	Undertaking / Entreprise	City / Ville	Province	Date of decision / Date de la décision
Canadian Broadcasting Corporation / Société Radio-Canada	CBDF-FM	Haines Junction	Yukon Territory / Territoire du Yukon	July 14, 2023 / 14 juillet 2023
Canadian Broadcasting Corporation / Société Radio-Canada	CFWH-FM	Whitehorse	Yukon Territory / Territoire du Yukon	July 14, 2023 / 14 juillet 2023

DECISIONS

DÉCISIONS

Decision number / Numéro de la décision	Publication date / Date de publication	Applicant's name / Nom du demandeur	Undertaking / Entreprise	City / Ville	Province
2023-236	August 3, 2023 / 3 août 2023	Rogers Media Inc.	CHBN-FM	Edmonton	Alberta
2023-237	August 3, 2023 / 3 août 2023	8041393 Canada Inc.	CJRK-FM	Scarborough	Ontario
2023-240	August 4, 2023 / 4 août 2023	My Broadcasting Corporation	CJMB-FM	Peterborough	Ontario
2023-241	August 7, 2023 / 7 août 2023	Pickering College Campus Radio	New English-language community FM radio station / Nouvelle station de radio FM communautaire de langue anglaise	Newmarket	Ontario
2023-243	August 7, 2023 / 7 août 2023	Akash Broadcasting Inc.	CJCN-FM	Surrey	British Columbia / Colombie-Britannique
2023-245	August 8, 2023 / 8 août 2023	Various licensees / Divers titulaires	Various television stations / Diverses stations de télévision	Across Canada / L'ensemble du Canada	N.A. / s.o.
2023-246	August 8, 2023 / 8 août 2023	Faithway Communications Inc.	CJRI-FM	Fredericton	New Brunswick / Nouveau-Brunswick
2023-247	August 9, 2023 / 9 août 2023	Sher-E-Punjab Radio Broadcasting Inc.	CKSP	Vancouver	British Columbia / Colombie-Britannique
2023-248	August 10, 2023 / 10 août 2023	Rogers Media Inc.	CIKZ-FM	Kitchener	Ontario

MISCELLANEOUS NOTICES**MARKEL INTERNATIONAL INSURANCE COMPANY LIMITED****APPLICATION TO ESTABLISH A CANADIAN BRANCH**

Notice is hereby given that Markel International Insurance Company Limited, an entity incorporated under the laws of England and Wales, which principally carries on business in the United Kingdom, Europe and Asia, intends to file, under section 574 of the *Insurance Companies Act* (Canada), with the Superintendent of Financial Institutions, on or after September 5, 2023, an application for an order approving the insuring in Canada of risks, under the English name “Markel International Insurance Company Limited” and the French name “Markel compagnie d’assurance internationale limitée”, within the classes of accident and sickness, boiler and machinery, fidelity, legal expenses, liability, property and surety. The head office of the company is located in London, England, and its Canadian chief agency will be located in Toronto, Ontario. Markel International Insurance Company limited is a wholly owned subsidiary of Markel Corporation, which is headquartered in Richmond, Virginia, United States.

August 5, 2023

Markel International Insurance Company Limited

By its solicitors
Stikeman Elliott LLP

PORTFOLIO STEWARDS INC.**APPLICATION TO ESTABLISH AN INSURANCE COMPANY**

Notice is hereby given, in accordance with paragraph 25(2) of the *Insurance Companies Act* (Canada), that Stewardship Alternative Income Fund, an Ontario registered mutual fund trust, together with its portfolio manager, Portfolio Stewards Inc., an Ontario registered investment fund manager, and Paul Tyers and Peggy Tyers, intend to file with the Superintendent of Financial Institutions, on or after September 26, 2023, an application for the Minister of Finance to issue letters patent incorporating a life insurance company offering life and health insurance products. Its head office will be located in Toronto, Ontario.

AVIS DIVERS**MARKEL INTERNATIONAL INSURANCE COMPANY LIMITED****DEMANDE D’ÉTABLISSEMENT D’UNE SUCCURSALE CANADIENNE**

Conformément à l’article 574 de la *Loi sur les sociétés d’assurances* (Canada), avis est par les présentes donné que Markel International Insurance Company Limited, société constituée en vertu des lois de l’Angleterre et du pays de Galles dont les activités sont exercées principalement au Royaume-Uni, en Europe et en Asie, a l’intention de déposer auprès du surintendant des institutions financières, le 5 septembre 2023 ou après cette date, une demande d’agrément l’autorisant à garantir des risques au Canada, sous les dénominations sociales de « Markel compagnie d’assurance internationale limitée » en français et de « Markel International Insurance Company Limited » en anglais, dans les branches d’assurance suivantes : accidents et maladie, chaudières et panne de machines, détournements, frais juridiques, responsabilité, assurance de biens et caution. Le siège de la société est situé à Londres, en Angleterre, et son agence principale au Canada sera située à Toronto, en Ontario. Markel International Insurance Company Limited est une filiale en propriété exclusive de Markel Corporation, dont le siège est situé à Richmond, en Virginie, aux États-Unis.

Le 5 août 2023

Markel International Insurance Company Limited

Agissant par l’entremise de ses procureurs
Stikeman Elliott S.E.N.C.R.L., s.r.l.

PORTFOLIO STEWARDS INC.**DEMANDE DE CONSTITUTION D’UNE SOCIÉTÉ D’ASSURANCE**

Avis est par les présentes donné, conformément à l’alinéa 25(2) de la *Loi sur les sociétés d’assurances* (Canada), que Stewardship Alternative Income Fund, une fiducie de fonds communs de placement enregistrée en Ontario, ainsi que son gestionnaire de portefeuille, Portfolio Stewards Inc., un gestionnaire de fonds d’investissement enregistré en Ontario, et Paul Tyers et Peggy Tyers, ont l’intention de déposer auprès du surintendant des institutions financières, le 26 septembre 2023 ou après cette date, une demande pour que la ministre des Finances délivre des lettres patentes constituant une société d’assurance-vie offrant des produits d’assurance-vie et d’assurance-maladie. Son siège social sera situé à Toronto, en Ontario.

The proposed insurance company will carry on business in Canada under the legal name Insurance Stewards Inc.

Any person who objects to the proposed incorporation may submit an objection in writing to the Office of the Superintendent of Financial Institutions, 255 Albert Street, 12th Floor, Ottawa, Ontario K1A 0H2, on or before September 26, 2023.

Note: The publication of this notice should not be construed as evidence that the letters patent will be issued to incorporate the life insurance company. The granting of the letters patent will be dependent upon the normal *Insurance Companies Act* (Canada) application review process and the discretion of the Minister of Finance.

Toronto, August 1, 2023

Stewardship Alternative Income Fund

Portfolio Stewards Inc.

La société d'assurance proposée exercera ses activités au Canada sous la dénomination sociale Insurance Stewards Inc.

Toute personne qui s'oppose à la constitution projetée peut soumettre une opposition par écrit au Bureau du surintendant des institutions financières, 255, rue Albert, 12^e étage, Ottawa (Ontario) K1A 0H2, au plus tard le 26 septembre 2023.

Remarque : La publication du présent avis ne doit pas être interprétée comme une preuve que les lettres patentes seront délivrées pour constituer la société d'assurance-vie. L'octroi des lettres patentes dépendra du processus normal d'examen des demandes prévu par la *Loi sur les sociétés d'assurances* (Canada) et du pouvoir discrétionnaire de la ministre des Finances.

Toronto, le 1^{er} août 2023

Stewardship Alternative Income Fund

Portfolio Stewards Inc.

PROPOSED REGULATIONS

Table of contents

Environment, Dept. of the, and Dept. of Health

Clean Electricity Regulations..... 2709

RÈGLEMENTS PROJETÉS

Table des matières

Environnement, min. de l', et min. de la Santé

Règlement sur l'électricité propre..... 2709

Clean Electricity Regulations

Statutory authority

Canadian Environmental Protection Act, 1999

Sponsoring departments

Department of the Environment

Department of Health

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(This statement is not part of the Regulations.)

Executive summary

Issues: There is an urgent need to address climate change and Canada is committed to do its part. As climate change makes weather patterns more extreme and volatile, weather-related disasters (e.g. floods, storms and wildfires) are becoming more frequent and costlier. Insured losses as a result of catastrophic weather events in Canada totalled over \$18 billion (2019 \$CAD) between 2010 and 2019, while the number of catastrophic weather events in this period was over three times higher than it had been between 1980 and 1989.¹ Without rapid mitigation to reduce greenhouse gas (GHG) emissions to keep the global temperature increase below 1.5 °C (degrees Celsius) relative to pre-industrial levels, the adverse impacts of climate change are projected to escalate beyond adaptive capacity (the ability of social-ecological systems to adapt to environmental change)², affecting disproportionately the most vulnerable of our population. In addition to causing catastrophic environmental and human health impacts, climate change will also entail significant social, cultural and economic losses in Canada. In an effort to help limit the worst of these impacts and based on the overwhelming conclusion of climate science, in 2021,

Règlement sur l'électricité propre

Fondement législatif

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

Ministères responsables

Ministère de l'Environnement

Ministère de la Santé

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

(Le présent résumé ne fait pas partie du Règlement.)

Résumé

Enjeux : Il y a un besoin urgent de s'attaquer au changement climatique et le Canada s'est engagé à faire sa part. Alors que le changement climatique rend les conditions météorologiques plus extrêmes et plus instables, les catastrophes liées au climat (par exemple les inondations, les tempêtes et les feux de forêt) deviennent plus fréquentes et plus coûteuses. Les pertes assurées résultant d'événements météorologiques catastrophiques au Canada ont totalisé plus de 18 milliards de dollars (2019 CAD) entre 2010 et 2019, tandis que le nombre d'événements météorologiques catastrophiques au cours de cette période a été plus de trois fois supérieur à ce qu'il était entre 1980 et 1989¹. Sans atténuation rapide pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) afin de maintenir l'augmentation de la température mondiale en dessous de 1,5 °C (degrés Celsius) par rapport aux niveaux préindustriels, les effets néfastes du changement climatique devraient s'intensifier au-delà de la capacité d'adaptation (la capacité des systèmes écologiques pour s'adapter aux changements environnementaux), affectant de manière disproportionnée les plus vulnérables de notre population². En plus des répercussions catastrophiques

¹ Source: [Tip-of-the-Iceberg_-_CoCC_-Institute_-Full.pdf](#) (climatechoices.ca)

² Source: [Adaptive capacity beyond the household: a systematic review of empirical social-ecological research - IOPscience](#)

¹ Source: [La pointe de l'iceberg, composer avec les coûts connus et inconnus des changements climatiques au Canada](#)

² Source: [Adaptive capacity beyond the household: a systematic review of empirical social-ecological research - IOPscience](#)

Canada joined over 120 countries in committing to be a net-zero³ GHG emissions economy by 2050.

In order to achieve net-zero GHG emissions economy-wide by 2050, the electrification of energy-intensive activities, such as transportation, heating and cooling of buildings and various industrial processes, will be needed. For that electrification to have the desired impact, electricity generation will need to come from low and non-emitting electricity generation sources (see Table 3 for a description of these technologies) and this will need to happen much earlier than 2050. Considering, for example, that the Government of Canada (the Government) has proposed a sales mandate to ensure that 100% of light-duty vehicles sales would be zero GHG emissions vehicles by 2035,⁴ the Government has determined that without federal regulations to ensure the electricity-generating sector is prepared to supply cleaner electricity from low and non-emitting electricity generating sources by 2035, the sector would not be on a path that would enable the economy to reach net-zero GHG emissions by 2050.

Description: The proposed *Clean Electricity Regulations* (the proposed Regulations) would establish performance standards to reduce GHG emissions from fossil fuel-generated electricity starting in 2035.

Rationale: The proposed Regulations would accelerate progress towards a net-zero electricity-generating sector, helping Canada become a net-zero GHG emissions economy by 2050. These efforts are needed to help limit the worst impacts of climate change. The proposed Regulations would set performance standards that would ensure that the sector achieves significant transformation by 2035, so that a robust foundation of clean electricity is available to power the electric technologies (e.g. electric transportation) needed to support Canada's transition to a net-zero GHG emissions economy by 2050.

A cost-benefit analysis (CBA) was conducted using outputs from two departmental models, NextGrid and E3MC, in a manner that seeks to minimize the

sur l'environnement et la santé humaine, les changements climatiques entraîneront également d'importantes pertes sociales, culturelles et économiques au Canada. Afin de limiter ces effets et en se basant sur la conclusion accablante de la science du climat, le Canada a rejoint en 2021 plus de 120 pays qui se sont engagés à devenir, d'ici 2050, une économie carboneutre³.

Pour parvenir à la carboneutralité dans l'ensemble de l'économie d'ici 2050, l'électrification des activités énergivores, telles que le transport, le chauffage et la climatisation des bâtiments et divers procédés industriels, sera nécessaire. Pour que cette électrification entraîne les répercussions souhaitées, la production d'électricité devra provenir de sources de production d'électricité peu et non émettrices (voir le tableau 3 pour une description de ces technologies) et cela devra se produire bien avant 2050. En considérant par exemple que le gouvernement du Canada (le gouvernement) a proposé un mandat de vente pour s'assurer que 100 % des ventes de véhicules légers seraient des véhicules à zéro émission de GES d'ici 2035⁴, le gouvernement a déterminé que sans réglementation fédérale visant à garantir que le secteur de la production d'électricité fournisse une électricité plus propre à partir de sources de production d'électricité peu et non-émettrices d'ici 2035, le secteur ne serait pas sur une trajectoire permettant à l'économie d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050.

Description : Le projet de *Règlement sur l'électricité propre* (le projet de règlement) établirait des normes de rendement pour réduire les émissions de GES provenant de l'électricité produite à partir de combustibles fossiles à compter de 2035.

Justification : Le projet de règlement accélérerait les progrès vers un secteur de production d'électricité carboneutre, aidant le Canada à devenir une économie carboneutre d'ici 2050. Ces efforts sont nécessaires pour aider à limiter les pires effets du changement climatique. Le projet de règlement établirait des normes de rendement qui garantiraient une transformation importante du secteur d'ici 2035, de sorte qu'une base solide d'électricité propre soit disponible pour alimenter les technologies électriques (par exemple le transport électrique) nécessaires pour soutenir la transition du Canada vers une économie carboneutre d'ici 2050.

Une analyse coûts-avantages (ACA) a été réalisée à partir des résultats de deux modèles ministériels, NextGrid et E3MC, de manière à minimiser le coût à l'échelle du

³ Net-zero means cutting GHG emissions to as close to zero as possible, with any remaining emissions re-absorbed from the atmosphere by, for instance, oceans and forests.

⁴ Source: *Canada Gazette, Part I, Volume 156, Number 53: Proposed Regulations Amending the Passenger Automobile and Light Truck Greenhouse Gas Emission Regulations*

³ La carboneutralité consiste à réduire les émissions de GES à un niveau aussi près que possible de zéro, les émissions restantes étant réabsorbées de l'atmosphère par les océans et les forêts, par exemple.

⁴ Source : *La Partie I de la Gazette du Canada, volume 156, numéro 53 : Règlement modifiant le Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre des automobiles à passagers et des camions légers*

system-wide (national) cost of meeting electricity demand subject to many constraints including policy parameters, system reliability and resource availability (e.g. geological constraints). The CBA acknowledges a variety of external economic and environmental changes that may occur over the analytical period by using conservative assumptions where appropriate and by testing alternative parameters in sensitivity analysis. The CBA represents central case modelling in which electricity demand increases by 40% over the analytical period. This central case scenario does not represent the only path that the electricity-generating sector could take to comply with the regulatory requirements, which will ultimately depend on investment decisions taken at the provincial level. Based on the set of assumptions used within the central case modelling, the CBA estimates that the proposed Regulations would result in a net reduction of 342 million metric tonnes (Mt) of carbon dioxide equivalent units (CO₂e) of GHG emissions between 2024 and 2050 (the 27-year analytical period). The incremental benefit associated with these GHG reductions, alongside cost savings to the electricity system, is estimated to be \$102.5 billion, while the incremental cost is estimated to be \$73.6 billion over the 27-year analytical period, thereby resulting in a net benefit to society of \$28.9 billion (2022 constant dollars, discounted to base year 2023 at a 2% discount rate).

système (national) de la satisfaction de la demande d'électricité, sous réserve de nombreuses contraintes, notamment les paramètres des politiques, la fiabilité du réseau et la disponibilité des ressources (par exemple les contraintes géologiques). L'ACA tient compte de divers changements économiques et environnementaux externes susceptibles de se produire au cours de la période d'analyse en utilisant des hypothèses prudentes, le cas échéant, et en testant d'autres paramètres dans le cadre d'analyses de sensibilité. L'ACA représente une modélisation du cas central dans laquelle la demande d'électricité augmente de 40 % au cours de la période d'analyse. Ce scénario central ne représente pas la seule voie que le secteur de la production d'électricité pourrait emprunter pour se conformer aux exigences réglementaires, qui dépendra en fin de compte des décisions d'investissement prises au niveau provincial. Selon l'ensemble des hypothèses utilisées dans la modélisation du scénario central, l'ACA estime que le projet de règlement entraînerait une réduction nette de 342 millions de tonnes métriques (Mt) d'unités d'équivalent en dioxyde de carbone (CO₂e) d'émissions de GES entre 2024 et 2050 (la période d'analyse de 27 ans). Les avantages supplémentaires associés à ces réductions de GES, en plus des économies de coûts pour le système électrique, sont estimés à 102,5 milliards de dollars, tandis que les coûts supplémentaires sont estimés à 73,6 milliards de dollars sur la période analytique de 27 ans, ce qui se traduit par un avantage net pour la société de 28,9 milliards de dollars (en dollars constants de 2022, actualisés à l'année de référence 2023 à un taux d'actualisation de 2 %).

Issues

There is an urgent global need to address climate change and Canada is committed to do its part. Climate change is responsible for significant extreme weather, food supply disruptions and increased wildfires worldwide. Over the past five decades in Canada, the annual costs of weather-related disasters like floods, storms and wildfires have risen from tens of millions of dollars to billions of dollars. From 2010 to 2019, the number of catastrophic events was over three times higher than during the 1980s. Weather-related disaster damages are among the most visible indicators of the costs of climate change; yet these costs provide an incomplete picture since they do not represent the full range of social (e.g. human health impacts), economic and environmental damages of climate change.⁵ The world has already warmed by about 1.0 °C (degrees Celsius) above pre-industrial levels (1850-1900) due to human activities and is experiencing the related negative impacts. At the current rate of warming of 0.2 °C per decade, global warming will reach 1.5 °C between 2030 and

Enjeux

Il y a un besoin urgent de s'attaquer au changement climatique à l'échelle mondiale et le Canada s'est engagé à faire sa part. Le changement climatique est responsable d'importants phénomènes météorologiques extrêmes, de perturbations de l'approvisionnement alimentaire et d'une augmentation des feux de forêt dans le monde entier. Au cours des cinq dernières décennies au Canada, les coûts annuels des catastrophes météorologiques telles que les inondations, les tempêtes et les feux de forêt sont passés de dizaines de millions de dollars à des milliards de dollars. De 2010 à 2019, le nombre d'événements catastrophiques a été plus de trois fois supérieur à celui des années 1980. Les dommages causés par les catastrophes météorologiques sont parmi les indicateurs les plus visibles des coûts du changement climatique. Pourtant, ces coûts ne donnent qu'une image incomplète puisqu'ils ne représentent pas l'ensemble des dommages sociaux (par exemple les effets sur la santé humaine), économiques et environnementaux du changement climatique.⁵

⁵ Source: [Tip of the Iceberg: Navigating the known and unknown costs of climate change](#)

⁵ Source: [La pointe de l'iceberg, composer avec les coûts connus et inconnus des changements climatiques au Canada](#)

2052.⁶ Without rapid mitigation to reduce GHG emissions to limit global warming to 1.5 °C, the adverse impacts of climate change are projected to escalate beyond adaptive capacity, affecting the most vulnerable members of our society disproportionately. In 2021, Canada joined over 120 countries in committing to a net-zero GHG emissions economy by 2050⁷ to help limit global warming to 1.5 °C and avoid the worst impacts of climate change.

In order to achieve net-zero GHG emissions economy-wide by 2050, the electrification of energy-intensive activities, such as transportation,⁸ heating and cooling of buildings, as well as various industrial processes, will be needed. Even in the absence of regulatory action to control electricity sector emissions of carbon dioxide, this needed electrification will require significant investment to maintain, upgrade and expand Canada's fleets of electricity generators. Preliminary estimates by the Department indicate that such investments are likely to be more than \$400 billion. If electrification is to have the required GHG reduction impact, then the investments will need to be directed to low and non-emitting electricity generation sources (see Table 3 for a description of these technologies) and this will need to happen much earlier than 2050. Without federal regulations to ensure the electricity-generating sector is prepared to supply cleaner electricity from low and non-emitting electricity generating sources by 2035, the sector would not be on a path that would enable the economy to reach net-zero GHG emissions by 2050.

Background

Urgent need to address climate change and Canada's climate change commitments

Reducing global GHG emissions to net-zero by 2050 provides the best chance to limit severe climate change related risks due to global warming. GHGs are a natural part of

La planète s'est déjà réchauffée d'environ 1 °C par rapport aux niveaux préindustriels (1850-1900) en raison des activités humaines et subit les effets négatifs qui en découlent. Au rythme actuel de 0,2 °C par décennie, le réchauffement de la planète atteindra 1,5 °C entre 2030 et 2052⁶. En l'absence de mesures d'atténuation rapides visant à réduire les émissions de GES afin de limiter le réchauffement à 1,5 °C, les effets néfastes du changement climatique devraient s'aggraver au-delà de la capacité d'adaptation, affectant de manière disproportionnée les membres les plus vulnérables de notre société. En 2021, le Canada a rejoint plus de 120 pays en s'engageant à mettre en place une économie carboneutre d'ici 2050⁷ afin de limiter le réchauffement planétaire à 1,5 °C et éviter les pires effets du changement climatique.

Pour parvenir à la carboneutralité dans l'ensemble de l'économie d'ici 2050 et pour que cette électrification entraîne les répercussions nécessaires, il faudra électrifier les activités à forte consommation d'énergie, telles que le transport⁸, le chauffage et la climatisation des bâtiments ainsi que divers processus industriels. Même en l'absence de mesures réglementaires visant à contrôler les émissions de dioxyde de carbone du secteur de l'électricité, ce besoin en électrification exigera des investissements importants pour maintenir, moderniser et développer les parcs de générateurs d'électricité du Canada. Les estimations préliminaires du ministère indiquent que ces investissements devraient s'élever à plus de 400 milliards de dollars. Pour que l'électrification ait l'impact requis sur la réduction des GES, les investissements devront être orientés vers la production d'électricité à faibles émissions et sans émissions (voir le tableau 3 pour une description de ces technologies) et cela devra se produire bien avant 2050. Sans réglementation fédérale pour s'assurer que le secteur de la production d'électricité est prêt à fournir de l'électricité plus propre à partir de sources de production d'électricité peu et non-émettrices d'ici 2035, le secteur ne serait pas sur la voie qui permettrait à l'économie d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050.

Contexte

Il est urgent de lutter contre le changement climatique et de respecter les engagements pris par le Canada en la matière

La réduction des émissions mondiales de GES visant la carboneutralité d'ici 2050 est le meilleur moyen de limiter les risques graves liés au changement climatique

⁶ Source: [Summary for Policy Makers_MF_3_online.indd \(ipcc.ch\)](#)

⁷ Source: [Net-Zero Emissions by 2050 - Canada.ca](#)

⁸ The Emissions Reduction Plan included a commitment to introduce a regulated ZEV sales target that will require that 100% of passenger car and light truck sales be of zero-emission vehicles (ZEVs) by 2035, with interim targets of at least 20% by 2026 and at least 60% by 2030. The proposed Regulations were published in the *Canada Gazette*, Part I, on December 31, 2022.

⁶ Source : [Summary for Policy Makers. What the IPCC Special Report on Global Warming of 1.5°C means for cities](#)

⁷ Source : [La carboneutralité d'ici 2050 - Canada.ca](#)

⁸ Le plan de réduction des émissions comprenait un engagement à introduire un objectif réglementé de ventes de véhicules à émissions nulles qui exigerait que 100 % des voitures et des camionnettes vendues aux particuliers soient des véhicules à émissions nulles d'ici 2035, avec des objectifs intermédiaires d'au moins 20 % d'ici 2026 et d'au moins 60 % d'ici 2030. Le projet de règlement a été publié dans la Partie I de la *Gazette du Canada* le 31 décembre 2022.

the Earth's geological systems; however, human activities such as the burning of fossil fuels are rapidly increasing levels of atmospheric GHGs. This increased concentration of GHGs in the atmosphere increases the temperature on Earth's surface (global warming), thus causing climate change. With increasing global surface temperatures, the probability of more droughts and increased intensity of storms will occur. As more water is evaporated into the atmosphere, it fuels increasingly powerful storms. More heat in the atmosphere and warmer ocean surface temperatures can lead to increased wind speeds in tropical storms. Rising sea levels expose higher locations not previously subject to the power and destructive capacity of oceans, including the erosive forces of waves and currents. The Earth has already warmed by about 1.0 °C above pre-industrial levels due to human activities and is experiencing the consequential impacts. In 2022, the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) released the report *Climate Change 2022: Impacts, Adaptation, and Vulnerability* that assessed that climate change, including increases in the frequency and intensity of climate and weather extremes, has caused widespread adverse impacts on ecosystems, agriculture, food, water, human health, livelihoods and economic activity. By disproportionately affecting the most vulnerable, especially through impacts on food, water and livelihoods, climate change can further exacerbate existing inequalities and inequities, both domestically and worldwide. The Canadian Disaster Database (CDD) tracks the most significant weather-related hazards, in terms of frequency, cost and displaced people. The CDD estimates that natural disaster costs totalled \$35 billion (2019 \$CAD) for 300 of the 645 weather-related disasters recorded since 1970. Floods were the most frequently reported weather-related disasters (40% of the total number of disasters), followed by severe thunderstorms (18%), wildfires (15%) and winter storms (9%). Hail, wind and ice events are included in these categories. The annual number of disasters in the CDD has steadily increased since the 1970s, fluctuating between a low of 8 in the early 1970s to a high of 27 per year in 2016. In addition to an increase in the number of disasters, the cost per disaster has also increased — rising from an average of \$8.3 million (2019 \$CAD) per event in the 1970s to an average \$112 million (2019 \$CAD) per event in the 2010s. This change represents a 1 250% increase over four and a half decades.⁹

en raison du réchauffement de la planète. Les GES font naturellement partie des systèmes géologiques de la Terre, mais les activités humaines, telles que l'utilisation de combustibles fossiles, augmentent rapidement les niveaux de GES dans l'atmosphère. Cette concentration accrue de GES dans l'atmosphère augmente la température à la surface de la Terre (réchauffement planétaire), provoquant ainsi le changement climatique. L'augmentation des températures à la surface de la planète entraîne la probabilité d'une augmentation des sécheresses et de l'intensité des tempêtes. L'évaporation d'une plus grande quantité d'eau dans l'atmosphère alimente des tempêtes de plus en plus puissantes. L'augmentation de la chaleur dans l'atmosphère et le réchauffement des températures à la surface des océans peuvent entraîner une augmentation de la vitesse des vents dans les tempêtes tropicales. L'élévation du niveau de la mer expose des endroits qui n'étaient pas soumis auparavant à la puissance et à la capacité destructrices des océans, notamment aux forces érosives des vagues et des courants. La Terre s'est déjà réchauffée d'environ 1 °C par rapport aux niveaux pré-industriels en raison des activités humaines et en subit les conséquences. En 2022, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a publié le rapport intitulé *Changement climatique 2022 : Impacts, adaptation et vulnérabilité*, qui évalue que le changement climatique, notamment l'augmentation de la fréquence et de l'intensité des phénomènes climatiques et météorologiques extrêmes, a eu des effets néfastes généralisés sur les écosystèmes, l'agriculture, l'alimentation, l'eau, la santé humaine, les moyens de subsistance et l'activité économique. En affectant de manière disproportionnée les plus vulnérables, notamment par ses effets sur l'alimentation, l'eau et les moyens de subsistance, le changement climatique peut exacerber les inégalités et les injustices existantes, tant au niveau national que mondial. La base de données canadienne sur les catastrophes (BDC) recense les risques météorologiques les plus importants, en termes de fréquence, de coût et de personnes déplacées. La BDC estime que les coûts des catastrophes naturelles se sont élevés à 35 milliards de dollars (en dollars canadiens de 2019) pour 300 des 645 catastrophes liées aux conditions météorologiques enregistrées depuis 1970. Les inondations sont les catastrophes météorologiques les plus fréquemment signalées, avec 40 % du nombre total de catastrophes naturelles, suivies par les orages violents (18 %), les feux de forêt (15 %) et les tempêtes hivernales (9 %). La grêle, le vent et le verglas sont inclus dans ces catégories. Le nombre annuel de catastrophes dans la BDC n'a cessé d'augmenter depuis les années 1970, fluctuant entre un minimum de huit au début des années 1970 et un maximum de 27 par an en 2016. En plus de cette augmentation du nombre de catastrophes naturelles, les coûts par catastrophes ont aussi augmenté, passant d'une moyenne de 8,3 millions de dollars (2019 CAD) par événement dans les années 1970 à une moyenne de 112 millions de dollars (2019 CAD) par événement dans les années 2010. Ce changement représente une augmentation de 1 250 % en quatre décennies et demie.⁹

⁹ Source: [Tip-of-the-Iceberg_-_CoCC_-_Institute_-_Full.pdf](#) (climatechoices.ca)

⁹ Source : [La pointe de l'iceberg, composer avec les coûts connus et inconnus des changements climatiques au Canada](#)

At the current rate of warming of 0.2 °C per decade, global warming will reach 1.5 °C between 2030 and 2052. Considering the impacts of climate change associated with global warming already reaching 1.0 °C above pre-industrial levels, near-term increases in global warming reaching 1.5 °C would cause unavoidable increases in multiple hazards and present risks to ecosystems and humans beyond adaptive capacity. Near-term actions that would limit global warming close to 1.5 °C would substantially reduce future risks compared to those at higher warming levels. The effects of widespread climate change are already evident in many parts of Canada and are projected to intensify in the future. In addition to significant environmental loss, including accelerated habitat and species loss, this will have a negative impact on the social (e.g. human health impacts), cultural and economic life of Canada and its people.

According to the International Energy Agency,¹⁰ global annual GHG emissions have increased 60% from 21.4 gigatonnes (Gt)¹¹ in 1990 to 34.2 Gt in 2020. Over the same period, Canada's emissions¹² increased 13% from 595 megatonnes (Mt) to 672 Mt. Although Canada's contribution to global totals may seem relatively small, per capita Canada ranks as the 7th highest GHG emitter globally.¹³

Canada has been active in seeking to reduce GHG emissions both internationally and nationally

Internationally

- In 2015, Canada and 194 other countries concluded negotiations on the [Paris Agreement](#); in the Agreement, Canada set a goal to reduce its GHG emissions by 30% below 2005 levels by 2030, which Canada amended in 2021 to set a 2030 goal of reducing GHG emissions by 40–45% below 2005 levels.
- In 2021, Canada joined over 120 countries by committing to be a net-zero GHG emissions economy by 2050.
- On May 11, 2023, the United States Environmental Protection Agency published the [Greenhouse Gas Standards and Guidelines for Fossil Fuel-Fired Power Plants](#).

¹⁰ Source: [Global Energy Review: CO2 Emissions in 2021](#)

¹¹ One gigatonne is equal to 1 000 000 000 tonnes. One megatonne is equal to 1 000 000 tonnes. One kilotonne is equal to 1 000 tonnes. One tonne is equal to 1 000 kilograms.

¹² Source: [National Inventory Report 1990–2020 \(PDF\)](#)

¹³ CO2 emissions (metric tons per capita) - Canada | Data (worldbank.org), to see the global ranking including Canada, download the data and sort the 2019 column from highest to lowest.

Au rythme actuel de 0,2 °C par décennie, le réchauffement climatique atteindra 1,5 °C entre 2030 et 2052. Compte tenu des incidences du changement climatique associées à un réchauffement planétaire atteignant déjà 1,0 °C par rapport aux niveaux préindustriels, une augmentation à court terme du réchauffement planétaire atteignant 1,5 °C entraînerait une augmentation inévitable de multiples dangers et présenterait des risques pour les écosystèmes et les êtres humains au-delà de la capacité d'adaptation. Les mesures à court terme qui permettraient de limiter le réchauffement planétaire à 1,5 °C réduiraient considérablement les risques futurs par rapport à des niveaux de réchauffement plus élevés. Les effets du changement climatique généralisé sont déjà évidents dans de nombreuses régions du Canada et devraient s'intensifier à l'avenir. Outre les pertes environnementales importantes, notamment la disparition accélérée d'habitats et d'espèces, ce phénomène aura des répercussions négatives sur la vie sociale (par exemple, les effets sur la santé humaine), culturelle et économique du Canada et de ses habitants.

Selon l'Agence internationale de l'énergie¹⁰, les émissions annuelles mondiales de GES ont augmenté de 60 %, passant de 21,4 gigatonnes (Gt)¹¹ en 1990 à 34,2 Gt en 2020. Au cours de la même période, les émissions du Canada¹² ont augmenté de 13 %, passant de 595 mégatonnes (Mt) à 672 Mt. Bien que la contribution du Canada aux totaux mondiaux puisse sembler relativement faible, le Canada se classe au 7^e rang mondial des émetteurs de GES par habitant¹³.

Le Canada s'est efforcé de réduire les émissions de GES tant au niveau national qu'international

Au niveau international

- En 2015, le Canada et 194 autres pays ont conclu les négociations sur l'Accord de Paris; dans l'Accord, le Canada fixe un objectif de réduction de ses émissions de GES de 30 % par rapport au niveau de 2005 pour 2030, que le Canada a modifié en 2021 pour se fixer un objectif de réduction des émissions de GES en 2030 de 40 à 45 % par rapport au niveau de 2005.
- En 2021, le Canada a rejoint plus de 120 pays en s'engageant à devenir une économie carboneutre d'ici 2050.
- Le 11 mai 2023, l'Environmental Protection Agency des États-Unis a publié des normes et directives sur les gaz à effet de serre pour les centrales électriques alimentées par des combustibles fossiles.

¹⁰ Source : [Global Energy Review: CO2 Emissions in 2021 \(disponible en anglais seulement\)](#)

¹¹ Une gigatonne est égale à 1 000 000 000 tonnes. Une mégatonne est égale à 1 000 000 tonnes. Une kilotonne est égale à 1 000 tonnes. Une tonne est égale à 1 000 kilogrammes.

¹² Source : [Rapport d'inventaire national 1990–2020 \(PDF\)](#)

¹³ Émissions de CO2 (tonnes métriques par habitant) - Canada | Data (banquemondiale.org), pour voir le classement mondial incluant le Canada, télécharger les données et trier la colonne 2019 du plus élevé au plus bas.

Nationally

- In 2016, the [Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change \(PCF\): Canada's plan to address climate change and grow the economy](#) was published and included more than 50 measures to drive down Canada's GHG emissions, help build resilience across the country and support climate innovation for clean economic growth. The PCF was developed in collaboration with Canada's provinces and territories and in consultation with national Indigenous organizations, interested parties and Canadians.
- The federal [Greenhouse Gas Pollution Pricing Act \(GGPPA\)](#) came into force on June 21, 2018. The GGPPA establishes the framework for the federal backstop carbon pollution pricing system (putting a price on GHGs), which consists of two parts: a regulatory charge on fossil fuels like gasoline and natural gas, the fuel charge under Part 1 of the GGPPA and regulatory trading system for industry known as the [Output-Based Pricing System \(OBPS\)](#), under Part 2 of the GGPPA. The OBPS is designed to put a price on carbon pollution, creating an incentive for industrial facilities from sectors at significant risk of carbon leakage and competitiveness impacts to reduce their GHG emissions per unit of output. Under the Government of Canada's approach to pricing carbon pollution, provinces and territories have the flexibility to implement a carbon pricing system that makes sense for their circumstances, provided that the system meets the minimum national stringency criteria (the federal benchmark). Since 2019, every jurisdiction in Canada has had a price on carbon pollution.
- In 2020, the [Healthy Environment and a Healthy Economy: Canada's strengthened climate plan to create jobs and support people, communities and the planet](#) was published. It builds on the PCF and included 64 strengthened and new federal policies, programs and investments to cut carbon pollution and build a stronger, cleaner and more resilient and inclusive economy.
- In 2021, the [Canadian Net-Zero Emissions Accountability Act \(CNZEEA\)](#) was enacted. The CNZEEA formalizes Canada's target to achieve net-zero GHG emissions economy-wide by 2050. It establishes a series of interim GHG emissions reduction targets at five-year milestones and requires a series of plans and reports to help Canada achieve its milestones on the way towards that goal. Pursuant to the CNZEEA, the [Net-Zero Advisory Body \(NZAB\)](#) was established with the mandate to provide independent advice with respect to

Au niveau national

- En 2016, le [Cadre pancanadien sur la croissance propre et le changement climatique \(CPC\) : Plan canadien de lutte contre les changements climatiques et de croissance économique](#) a été publié et comprenait plus de 50 mesures visant à réduire les émissions de GES du Canada, à aider à renforcer la résilience dans tout le pays et à soutenir l'innovation climatique pour une croissance économique propre. Le CPC a été élaboré en collaboration avec les provinces et les territoires du Canada et en consultation avec les organisations autochtones nationales, les parties intéressées et les Canadiens.
- La [loi fédérale sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre \(LTPGES\)](#) est entrée en vigueur le 21 juin 2018. La LTPGES établit le cadre du système fédéral de soutien à la tarification de la pollution par le carbone (mettre un prix sur les GES) qui comprend deux parties : une redevance réglementaire sur les combustibles fossiles comme l'essence et le gaz naturel, la redevance sur les carburants, en vertu de la partie 1 de la LTPGES, et un système d'échange réglementaire pour l'industrie connu sous le nom de [Système de tarification fondé sur le rendement \(STFR\)](#), en vertu de la partie 2 de la LPPCG. Le STFR est conçu pour attribuer un prix à la pollution par le carbone, en incitant les installations industrielles des secteurs présentant un risque important de fuite de carbone et de répercussions sur la compétitivité à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre par unité de production. Dans le cadre de l'approche du gouvernement du Canada en matière de tarification de la pollution par le carbone, les provinces et les territoires ont la possibilité de mettre en œuvre un système de tarification du carbone adapté à leur situation, à condition que le système réponde aux critères de rigueur nationaux minimaux (le point de référence fédéral). Depuis 2019, toutes les juridictions du Canada ont mis en place un prix sur la pollution par le carbone.
- En 2020, le plan [Un environnement sain et une économie saine](#), le plan climatique renforcé du Canada pour créer des emplois et soutenir la population, les communautés et la planète a été publié. Il s'appuie sur le CPC et comprend 64 politiques, programmes et investissements fédéraux, nouveaux ou renforcés, visant à réduire la pollution par le carbone et à bâtir une économie plus forte, plus propre, plus résiliente et plus inclusive.
- En 2021, la [Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité \(LCRMC\)](#) a été promulguée. Cette loi officialise l'objectif du Canada de

achieving Canada's target of net-zero GHG emissions economy-wide by 2050.¹⁴

- In March 2022, Canada's [2030 Emissions Reduction Plan \(2030 ERP\): Canada's next steps for clean air and a strong economy](#) was published. The 2030 ERP includes key measures the Government of Canada intends to take in order to achieve the 2030 target (40–45% GHG emission reductions below 2005 levels), an interim GHG emissions objective for 2026, an overview of relevant sectoral strategies and a projected timetable for implementation of these measures. The 2030 ERP provides a roadmap toward achieving net-zero GHG emissions economy-wide by 2050.

Canada's climate change strategy for electricity generation

According to Canada's 2022 National Inventory Report (2022 NIR)¹⁵, Part 3, in 2020, Canada generated 575,000 Gigawatt hours (GWh)¹⁶ of electricity and emitted 62 Mt of carbon dioxide (CO₂) equivalent, abbreviated as CO₂e¹⁷ (9.2% of total national GHG emissions). Of the electricity generated that year, 16% came from emitting electricity sources that use fossil fuels (e.g. coal, natural gas, other fuels such as refined petroleum products) while 84% were from low and non-emitting electricity sources that use renewable fuels (e.g. nuclear and renewables, such as hydro, wind and solar) to power generation. Table 1 provides a breakdown of electricity generation by emitting and low and non-emitting electricity sources and CO₂e emissions by region in 2020.

¹⁴ Since then, the NZAB have provided advice through many publications, such as [Net-Zero Pathways Initial Observations and Advice for Canada's 2030 Emissions Reduction Plan](#).

¹⁵ *Source: 2022 NIR Website*, download "can-2022-nir-14apr22.zip" file to see the 2022 NIR, Part 1, 2 and 3.

¹⁶ Gigawatt hours, abbreviated as GWh, is a unit of energy representing one billion (1 000 000 000) watt hours and is equivalent to one million kilowatt hours. Gigawatt hours are often used as a measure of the output of large electricity power stations.

¹⁷ A carbon dioxide equivalent or CO₂ equivalent, abbreviated as CO₂e, is a metric measure used to compare the emissions from various [greenhouse gases](#) on the basis of their [global-warming potential \(GWP\)](#), by converting amounts of other gases to the equivalent amount of carbon dioxide with the same global warming potential.

parvenir à la carboneutralité dans l'ensemble de l'économie d'ici à 2050. Elle fixe une série d'objectifs intermédiaires de réduction des émissions de GES à des étapes quinquennales et exige une série de plans et de rapports pour aider le Canada à franchir ces étapes sur la voie de cet objectif. Conformément à la LCRMC, [le Groupe consultatif pour la carboneutralité \(GCPC\)](#) a été créé et a pour mandat de fournir des conseils indépendants sur la réalisation de l'objectif canadien d'émissions nettes de GES à l'échelle de l'économie d'ici 2050¹⁴.

- En mars 2022, le [Plan de réduction des émissions pour 2030 \(PRÉ 2030\) : Prochaines étapes du Canada pour un air pur et une économie forte](#) a été publié. Le PRÉ 2030 comprend les principales mesures que le gouvernement du Canada entend prendre pour atteindre l'objectif de 2030 (réduction des émissions de GES de 40 à 45 % par rapport aux niveaux de 2005), un objectif intérimaire de réduction des émissions de GES pour 2026, une vue d'ensemble des stratégies sectorielles pertinentes et un calendrier prévisionnel de mise en œuvre de ces mesures. Le PRÉ 2030 constitue une feuille de route pour parvenir à une économie carboneutre d'ici 2050.

Stratégie du Canada en matière de changement climatique pour la production d'électricité

Selon le Rapport d'inventaire national 2022 du Canada (RIN 2022),¹⁵ partie 3, en 2020, le Canada a produit 575 000 gigawattheures (GWh)¹⁶ d'électricité et a émis 62 Mt d'équivalent de dioxyde de carbone (CO₂), abrégé en CO₂e,¹⁷ (9,2 % des émissions nationales totales de GES). Sur l'électricité produite cette année-là, 16 % provenaient de sources d'électricité émettrices utilisant des combustibles fossiles (charbon, gaz naturel, autres combustibles tels que les produits pétroliers raffinés) pendant que 84 % provenaient de sources d'électricité peu et non émettrices utilisant des sources d'énergie renouvelable (nucléaire et autres telles que l'hydroélectricité, l'éolienne et le solaire). Le tableau 1 présente une répartition de la production d'électricité par sources d'électricité émettrices, peu émettrices et non émettrices et des émissions de CO₂e par région en 2020.

¹⁴ Depuis lors, le GCPC a fourni des conseils dans de nombreuses publications, telles que [Net-Zero Pathways Initial Observations](#), ainsi que [Advice for Canada's 2030 Emissions Reduction Plan](#) (Observations initiales et conseils concernant le [plan de réduction des émissions 2030 du Canada](#)).

¹⁵ *Source : Site Web du RIN 2022*, téléchargez le fichier « can-2022-nir-14apr22.zip » pour voir les parties 1, 2 et 3 du RIN 2022.

¹⁶ Le gigawattheure, abrégé en GWh, est une unité d'énergie représentant un milliard (1 000 000 000) de wattheures et équivalant à un million de kilowattheures. Le gigawattheure est souvent utilisé pour mesurer la production des grandes centrales électriques.

¹⁷ L'équivalent en dioxyde de carbone ou CO₂, abrégé en CO₂e, est une mesure métrique utilisée pour comparer les émissions de divers [gaz à effet de serre](#) sur la base de leur [potentiel de réchauffement planétaire \(PRP\)](#), en convertissant les quantités d'autres gaz en quantité équivalente de dioxyde de carbone ayant le même potentiel de réchauffement planétaire.

Table 1. Electricity generation (GWh) by emitting and low- and non-emitting electricity sources and CO₂e emissions (kt) by region in 2020.

Region	Electricity generation (GWh)	% of generation from low- and non- emitting electricity sources	% of generation from emitting sources	CO ₂ e emissions (kt) from emitting electricity generation
NL	39,800	97%	3%	950
PE	660	100%	0%	0.3
NS	9,420	21%	79%	6,340
NB	12,000	70%	30%	3,470
QC	188,000	99%	1%	290
ON	149,000	94%	6%	3,710
MB	37,200	100%	0%	28
SK	24,000	22%	78%	13,900
AB	55,800	15%	85%	32,700
BC	58,400	97%	3%	420
YK	530	83%	17%	54
NT	350	74%	26%	62
NU	200	0%	100%	150
Canada	575,000	84%	16%	62,100

Tableau 1. Production d'électricité (GWh) par des sources d'électricité émettrices, peu et non émettrices, et émissions de CO₂e (kt) par région en 2020.

Région	Production d'électricité (GWh)	% de production à partir de sources d'électricité peu et non émettrices	% de la production provenant de sources émettrices	Émissions de CO ₂ e (kt) provenant de la production d'électricité émettrice
T.-N.-L.	39 800	97 %	3 %	950
Î.-P.-É.	660	100 %	0 %	0,3
N.-É.	9 420	21 %	79 %	6 340
N.-B.	12 000	70 %	30 %	3 470
Qué.	188 000	99%	1%	290
Ont.	149 000	94 %	6 %	3 710
Man.	37 200	100%	0%	28
Sask.	24 000	22 %	78 %	13 900
Alb.	55 800	15 %	85 %	32 700
C.-B.	58 400	97 %	3 %	420
Yn.	530	83 %	17 %	54
T.N.-O.	350	74 %	26 %	62
Nt.	200	0 %	100 %	150
Canada	575 000	84 %	16 %	62 100

The 2022 NIR shows that GHG emissions from the emitting electricity-generating sector have been cut by more than half from 132 Mt of CO₂e in the year 2000 to 62 Mt of CO₂e in 2020, while electricity generation, which was 539,000 GWh in 2000, did not fluctuate significantly. Table 2 provides a breakdown by emitting and low- and

Le RIN 2022 montre que les émissions de GES provenant de production d'électricité émettrice ont été réduites de plus de moitié, passant de 132 Mt de CO₂e en 2000 à 62 Mt de CO₂e en 2020, alors que la production d'électricité, qui était de 539 000 GWh en 2000, n'a pas fluctué de manière significative. Le tableau 2 présente une répartition par

non-emitting electricity generation sources in 2000 and 2020 in Canada.

sources de production d'électricité émettrices, peu émettrices, et non émettrices en 2000 et 2020 au Canada.

Table 2: Electricity generation (GWh) by emitting (coal, natural gas, other fuels) and low- and non-emitting (nuclear, hydro, other renewables) electricity generation sources by fuel type for Canada in 2000 and 2020.

Electricity generation (GWh) by fuel	Coal	Natural gas	Other fuels	Nuclear	Hydro	Other renewables	Total electricity generation (GWh)	CO ₂ e emissions (kt) from emitting electricity generation
2000	106,440	26,616	13,250	68,650	323,130	260	538,346	132,044
% of total electricity generation	20%	5%	2%	13%	60%	0.05%	100%	-
2020	35,940	47,978	7,346	92,590	354,980	36,180	575,013	62,197
% of total electricity generation	6%	8%	1%	16%	62%	6%	100%	-

Tableau 2. Production d'électricité (GWh) par sources de production d'électricité émettrices (Charbon, Gaz naturel, autres carburants), peu et non émettrices (nucléaire, hydro, autres renouvelables) pour le Canada en 2000 et 2020.

Génération d'électricité (GWh) par carburant	Charbon	Gaz naturel	Autres carburants	Nucléaire	Hydro	Autres renouvelables	Génération d'électricité totale (GWh)	Émissions de CO ₂ e (kt) provenant de génération d'électricité émettrice
2000	106 440	26 616	13 250	68 650	323 130	260	538 346	132 044
% total de génération d'électricité	20 %	5 %	2 %	13 %	60 %	0,05 %	100 %	-.
2020	35 940	47 978	7 346	92 590	354 980	36 180	575 013	62 197
% total de génération d'électricité	6 %	8 %	1 %	16 %	62 %	6 %	100 %	-.

Table 2 shows that the GHG emission reductions from 2000 to 2020 were mostly driven by a significant decrease in the use of coal as a fuel to generate electricity (from 20% in 2000 to 6% in 2020) and adoption of low and non-emitting electricity generation sources (from 73% in 2000 to 84% in 2020).

Le tableau 2 montre que les réductions d'émissions de GES de 2000 à 2020 étaient principalement dues à une diminution significative de l'utilisation du charbon comme combustible pour produire de l'électricité (de 20 % en 2000 à 6 % en 2020) et à l'adoption de sources de production d'électricité peu émettrices et non émettrices (de 73 % en 2000 à 84 % en 2020).

Federal actions (regulatory and non-regulatory) to support the reduction of GHG emissions from the emitting electricity-generating sector

Actions fédérales (réglementaires et non réglementaires) visant à soutenir la réduction des émissions de GES du secteur émetteur de la production d'électricité

Canada continues to be active in seeking GHG emission reductions from the electricity-generating sector, this includes federal regulatory and non-regulatory actions including

Le Canada continue de chercher activement à réduire les émissions de GES du secteur de la production d'électricité, notamment par des mesures réglementaires et non réglementaires au niveau fédéral, incluant :

Regulatory actions

- The *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA, or the Act) aims to prevent pollution and protect the environment and human health. The Act sets out rules for preventing and regulating toxic substances, including GHG substances (e.g. carbon dioxide and methane) and provides the authority for the Governor in Council (GIC) to make regulations to manage pollution in Canada. Regulatory authorities under both CEPA and the GGPPA have been used to reduce GHG emissions from the electricity sector.
- In 2012, the *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations* were published for the purpose of establishing a regulatory regime to reduce CO₂ emissions resulting from conventional coal-fired electricity generation.
- In 2018, the *Regulations Amending the Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations* were published to accelerate the reduction of CO₂ emissions from conventional coal-fired electricity generation by 2030 to help Canada meet its GHG emissions reduction commitment under the *Paris Agreement*.
- In 2018, the Government published the *Regulations Limiting Carbon Dioxide Emissions from Natural Gas-fired Generation of Electricity* to limit CO₂ emissions from the use of natural gas as a fuel to generate electricity in Canada.
- Since 2019, the federal backstop carbon pollution pricing system has been in place in jurisdictions that requested it, or that did not have a system that meets the federal national minimum stringency criteria (the federal benchmark). Carbon Pricing is applied to industrial sectors, including the electricity sector through the federal output-based pricing system (OBPS) or an applicable provincial carbon pricing system.¹⁸ These systems, including the OBPS, are designed to ensure there is a price incentive for companies to reduce their GHG emissions and spur innovation while maintaining competitiveness and protecting against carbon leakage. Under the OBPS, industrial facilities face a carbon price on the portion of their GHG emissions that are above their facility emission limit, which is determined based on relevant output-based standards (OBS). As of 2030, electricity generation capacity from gaseous fuel that meets specified criteria and that was put in place on or after January 1, 2021, whether at an existing or new facility, would be fully exposed to the carbon price. Any such electricity generation capacity that existed prior to 2021 would be subject to the carbon price only for the portion of GHG emissions above the OBS of 370 t /GWh.

¹⁸ Most Canadian jurisdictions have their own carbon pricing systems for industry. In 2022, the federal OBPS applies in Manitoba, Prince Edward Island, Yukon, Nunavut and partially in Saskatchewan.

Mesures réglementaires

- La *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* (LCPE ou la Loi) vise à prévenir la pollution et à protéger l'environnement et la santé humaine. Elle fixe des règles pour la prévention et la réglementation des substances toxiques, y compris les GES (par exemple, le dioxyde de carbone et le méthane), et confère au gouverneur en conseil le pouvoir d'adopter des règlements pour gérer la pollution au Canada. Les pouvoirs réglementaires conférés par la LCPE et la LTPGES ont été utilisés pour réduire les émissions de GES du secteur de l'électricité.
- En 2012, le *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon* a été publié dans le but d'établir un régime réglementaire visant à réduire les émissions de CO₂ résultant de la production d'électricité conventionnelle au charbon.
- En 2018, le *Règlement modifiant le Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon* a été publié pour accélérer la réduction des émissions de CO₂ provenant de la production d'électricité conventionnelle au charbon d'ici 2030 afin d'aider le Canada à respecter son engagement de réduction des émissions de GES dans le cadre de l'Accord de Paris.
- En 2018, le gouvernement a publié le *Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel* afin de limiter les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du gaz naturel comme combustible pour produire de l'électricité au Canada.
- Depuis 2019, le système fédéral de tarification de la pollution par le carbone est en place dans les juridictions qui en ont fait la demande ou qui ne disposent pas d'un système répondant aux critères nationaux minimaux de rigueur (le point de référence fédéral). La tarification du carbone s'applique aux secteurs industriels, y compris le secteur de l'électricité, par l'intermédiaire du système de tarification fondé sur le rendement (STFR) ou d'un système provincial de tarification du carbone applicable¹⁸. Ces systèmes, y compris le STFR, sont conçus pour inciter les entreprises à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre et à stimuler l'innovation tout en maintenant la compétitivité et en protégeant contre les fuites de carbone. Dans le cadre du STFR, les installations industrielles sont soumises à un prix du carbone sur la part de leurs émissions de GES qui dépassent la limite d'émissions de l'installation qui est déterminée en fonction des normes de rendement applicables. À partir de 2030, les capacités de

¹⁸ La plupart des juridictions canadiennes ont leur propre système de tarification du carbone pour l'industrie. En 2022, le STFR fédéral s'appliquait au Manitoba, à l'Île-du-Prince-Édouard, au Yukon, au Nunavut et partiellement à la Saskatchewan.

Non-regulatory actions

- Since 2016, the Government of Canada has directed over \$50 billion in targeted investments towards building net-zero electricity systems in Canada. This includes programs such as the [Smart Renewables Electrification Pathways Program \(SREP\)](#), a \$1.57 billion program, including \$600 million announced in Budget 2022, which provides support for smart renewable energy and electrical grid modernization projects, including projects that support capacity building. Since December 2021 to February 2023, the SREP provided funding for about \$164.5 million.¹⁹ In Budget 2023, the Government of Canada announced an increase in funding of \$3 billion for the SREP.
- The Government of Canada provides low-interest financing to clean electricity projects through a variety of mechanisms, including investments and financing from the Canada Infrastructure Bank (CIB) and Strategic Innovation Fund, as well as federal tax incentives. These initiatives total more than \$20 billion. This includes:
 - The [Canada Growth Fund](#) (\$15 billion to fund investments in support of a net-zero GHG emissions economy); and
 - Budget 2023 announced a new investment target for the Canada Infrastructure Bank of at least \$10 billion through the Clean Power priority area for building of major clean electricity.

Despite these actions and the fact that in 2020, only 16% of the electricity generated in Canada came from emitting electricity sources, analysis shows that Canada's emitting electricity-generating sector is not on a path to achieve significant emissions transformation by 2035. For Canada to meet its economy-wide, net-zero emissions target by 2050, significant growth in clean electricity supply is

¹⁹ Source: [Projects funded to date - Smart Renewables and Electrification Pathways Program \(canada.ca\)](#)

production d'électricité à partir de combustibles gazeux répondant à des critères spécifiques et mises en place à partir du 1^{er} janvier 2021, qu'il s'agisse d'installations existantes ou nouvelles, seront entièrement exposées au prix du carbone. Toute capacité de production d'électricité existant avant 2021 ne serait soumise au prix du carbone que pour la partie des émissions de GES dépassant une norme de rendement de 370 t/GWh.

Mesures non réglementaires

- Depuis 2016, le gouvernement du Canada a dirigé plus de 50 milliards de dollars d'investissements ciblés vers la construction de réseaux électriques carboneutre au Canada. Cela comprend des programmes tels que le [Programme des énergies renouvelables intelligentes et de trajectoires d'électrification \(ÉRITE\)](#), un programme de 1,57 milliard de dollars, dont 600 millions de dollars annoncés dans le budget 2022, qui fournit un soutien aux projets d'énergie renouvelable intelligente et de modernisation du réseau électrique, y compris les projets qui soutiennent le renforcement des capacités. De décembre 2021 à février 2023, l'ÉRITE a fourni un financement d'environ 164,5 millions de dollars¹⁹. Dans le budget 2023, le gouvernement du Canada a annoncé une augmentation du financement de 3 milliards de dollars pour l'ÉRITE.
- Le gouvernement du Canada fournit un financement à faible taux d'intérêt aux projets d'électricité propre par le biais de divers mécanismes, y compris les investissements et le financement de la Banque de l'infrastructure du Canada et du Fonds stratégique pour l'innovation, ainsi que des incitations fiscales fédérales. Ces initiatives totalisent plus de 20 milliards de dollars. Cela comprend :
 - Le [Fonds de Croissance du Canada Inc.](#) (15 milliards de dollars pour financer des investissements en faveur d'une économie à zéro émission de gaz à effet de serre); et
 - Le budget de 2023 a annoncé une nouvelle cible d'investissement pour la Banque de l'infrastructure du Canada d'au moins 10 milliards de dollars par le biais du domaine prioritaire de l'énergie propre pour la construction d'importantes sources d'électricité propre.

Malgré ces mesures et le fait qu'en 2020, seulement 16 % de l'électricité produite au Canada provenait de sources d'électricité émettrices, l'analyse montre que le secteur canadien de la production d'électricité émettrice n'est pas sur la voie d'une transformation significative de ses émissions d'ici 2035. Pour que le Canada atteigne son objectif de carboneutralité pour l'ensemble de l'économie d'ici

¹⁹ Source : [Projets financés à ce jour - Programme des énergies renouvelables intelligentes et de trajectoires d'électrification \(canada.ca\)](#)

needed. There is a broad consensus among researchers that the increased use of electric technologies (e.g. electric transportation, heating and cooling of buildings and solutions for various industrial processes) could, in the absence of a clean electricity standard, result in a significant increase in GHG emissions from fossil fuel electricity generation (see sensitivity analysis section).

Current and emerging electricity system technologies needed to meet net-zero GHG emissions

A wide range of technologies are available in Canada to form the electricity system, as described in Table 3.

2050, une croissance significative de l'offre d'électricité propre est nécessaire. Les chercheurs s'entendent généralement pour dire que l'utilisation accrue des technologies électriques (p. ex. le transport électrique, le chauffage et la climatisation des bâtiments et les solutions pour divers procédés industriels) pourrait, en l'absence d'une norme sur l'électricité propre, entraîner une augmentation importante des émissions de GES provenant de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles (voir la section sur l'analyse de sensibilité).

Technologies actuelles et émergentes du réseau électrique nécessaires pour parvenir à la carboneutralité

Un large éventail de technologies de production d'électricité sont disponibles au Canada pour former le réseau électrique (tel que décrit dans le tableau 3).

Table 3. Electricity system technologies and summary of specifications in 2022 (Canada average, 2022 constant dollars)*

Technology	Description	Capital cost (\$/kW)	Fixed O&M cost (\$/kW)	Variable O&M cost (\$/MWh)	Average fuel cost (\$/MWh)	Estimated operating lifetime (years)
OGCT	Oil/gas combustion turbine (akin to Brayton cycle)	1,625	20	6	61	45
OGCC	Oil/gas combustion turbine equipped with waste heat recovery system and steam turbine (akin to Brayton cycle plus Rankine cycle)	1,571	26	4	61	45
Small OGCC	Similar to OGCC but with lower generating capacity	1,737	33	4	61	45
NG CCS**	Natural gas combustion turbine (typically OGCC though OGCT is possible), equipped with carbon capture and sequestration technology	3,310	51	11	61	45
OG Steam	Steam turbine (akin to Rankine cycle) generation from oil/gas combustion	5,239	135	9	56	45
Coal	Steam turbine generation from coal combustion	3,825	47	3	13	45
Coal CCS**	Steam turbine generation from coal combustion, equipped with carbon capture and sequestration technology	8,111	95	11	13	45
Biomass	Thermal generation utilizing biomass as fuel	5,634	138	10	3	45
Biomass CCS**	Thermal generation utilizing biomass as fuel, equipped with carbon capture and sequestration technology	10,485	192	18	3	45
Waste	Thermal generation utilizing waste material as fuel	2,085	27	8	13	45
Nuclear	Steam turbine generation utilizing nuclear fission as heat source	9,120	167	4	-	60

Technology	Description	Capital cost (\$/kW)	Fixed O&M cost (\$/kW)	Variable O&M cost (\$/MWh)	Average fuel cost (\$/MWh)	Estimated operating lifetime (years)
Base Hydro	Hydroelectric projects with little or no storage (akin to run-of-river)	7,071	137	n/a	-	100
Peak Hydro	Hydroelectric projects with associated reservoirs, able to generate power during peak demand periods	7,200	49	2	-	100
Pumped Hydro	Hydroelectric projects that are able to store energy for later use	7,200	49	2	-	100
Small Hydro	Similar to base hydro but with lower generating capacity	4,362	49	2	-	100
Onshore Wind	Onshore wind turbines	2,117	51	-	-	30
Offshore Wind	Offshore wind turbines	6,370	148	-	-	30
Solar PV	Photovoltaic solar panels	1,825	18	-	-	30
Geothermal	Thermal generation that utilizes geothermal energy to produce steam	11,712	224	7	-	30
Wave	Process that utilizes wave motion to generate power	8,905	439	-	-	20
Storage	Varying technologies capable of consuming energy in one time period then releasing energy in another time period, with an associated efficiency loss	1,409	11	1	-	15
Other	Other technologies not covered above	5,462	172	7	32	45

* All cost estimates in this table were derived by the Departmental model E3MC. For more information on this model, see the Benefits and Costs section.

** CCS represents carbon capture and storage of emissions.

Tableau 3. Technologies du réseau électrique et résumé des spécifications en 2022 (moyenne canadienne, dollars constants de 2022)*.

Technologie	Description	Coût du capital (\$/kW)	Coût fixe d'exploitation et de maintenance (\$/kW)	Coût variable d'exploitation et de maintenance (\$/MWh)	Coût moyen du combustible (\$/MWh)	Durée de vie estimée (années)
TCPG	Turbine à combustion de pétrole/gaz (semblable au cycle de Brayton)	1 625	20	6	61	45
CCPG	Turbine à combustion pétrole/gaz équipée d'un système de récupération de la chaleur perdue et d'une turbine à vapeur (semblable au cycle de Brayton + cycle de Rankine)	1 571	26	4	61	45
Petit CCPG	Similaire à l'OGCC, mais avec une capacité de production plus faible	1 737	33	4	61	45

Technologie	Description	Coût du capital (\$/kW)	Coût fixe d'exploitation et de maintenance (\$/kW)	Coût variable d'exploitation et de maintenance (\$/MWh)	Coût moyen du combustible (\$/MWh)	Durée de vie estimée (années)
GN CSC	Turbine à combustion au gaz naturel (généralement OGCC, mais OGCT possible), équipée d'une technologie de capture et de stockage du carbone.	3 310	51	11	61	45
Vapeur PG	Turbine à vapeur (apparentée au cycle de Rankine) générée à partir de la combustion de pétrole/gaz	5 239	135	9	56	45
Charbon	Production d'une turbine à vapeur à partir de la combustion du charbon	3 825	47	3	13	45
Charbon CSC	Production d'une turbine à vapeur à partir de la combustion du charbon, équipée d'une technologie de capture et de stockage du carbone	8 111	95	11	13	45
Biomasse	Production thermique utilisant la biomasse comme combustible	5 634	138	10	3	45
Biomasse CSC	Production thermique utilisant la biomasse comme combustible, équipée d'une technologie de stockage et séquestration du carbone	10 485	192	18	3	45
Déchets	Production thermique utilisant des déchets comme combustible	2 085	27	8	13	45
Nucléaire	Production de turbines à vapeur utilisant la fission nucléaire comme source de chaleur	9 120	167	4	-	60
Hydro, charge de base	Projets hydroélectriques avec peu ou pas de stockage (au fil de l'eau)	7 071	137	-	-	100
Hydro en période de pointe	Projets hydroélectriques avec réservoirs associés, capables de produire de l'électricité pendant les périodes de pointe de la demande	7 200	49	2	-	100
Hydroélectricité par pompage	Projets hydroélectriques capables de stocker l'énergie en vue d'une utilisation ultérieure	7 200	49	2	-	100
Petites centrales hydroélectriques	Similaire à l'hydroélectricité de base, mais avec une capacité de production plus faible	4 362	49	2	-	100
Éolien terrestre	Éoliennes terrestres	2 117	51	-	-	30
L'énergie éolienne en mer	Éoliennes en mer	6 370	148	-	-	30
PV solaire	Panneaux solaires photovoltaïques	1 825	18	-	-	30
Géothermie	Production thermique utilisant l'énergie géothermique pour produire de la vapeur	11 712	224	7	-	30

Technologie	Description	Coût du capital (\$/kW)	Coût fixe d'exploitation et de maintenance (\$/kW)	Coût variable d'exploitation et de maintenance (\$/MWh)	Coût moyen du combustible (\$/MWh)	Durée de vie estimée (années)
Vague	Processus qui utilise le mouvement des vagues pour produire de l'énergie	8 905	439	-	-	20
Stockage	Technologies variables capables de consommer de l'énergie à un moment donné et de la restituer à un autre moment, avec une perte d'efficacité associée.	1 409	11	1	-	15
Autres	Autres technologies non couvertes ci-dessus	5 462	172	7	32	45

* Toutes les estimations de coûts figurant dans ce tableau ont été calculées à l'aide du modèle ministériel E3MC. Pour plus d'informations sur ce modèle, voir la section Avantages et coûts.

** Le CSC représente le captage et le stockage du carbone des émissions.

Generally speaking, the electricity system technologies in Table 3 can be categorized into unabated emitting generation, abated emitting generation, non-emitting generation and storage. Certain unabated emitting generation technologies are able to reach lower-emitting profiles by burning “clean fuels” such as renewable natural gas or hydrogen. Abated emitting generation technologies reach lower-emitting profiles by deploying abatement technology such as carbon capture and storage (CCS), which can be purpose-built, or installed in some facilities as a retrofit.

There are also emerging electricity system technologies that may become more widely available in Canada as those technologies continue to develop. For example, fuel cells may offer longer-term energy storage than batteries (months or years versus days or weeks) but are currently underutilized since fuel cell technology is not yet sufficiently efficient relative to batteries. Certain advanced variable renewable generation technologies such as offshore wind and geothermal are set to become more available in the medium term (though subject to geological constraints), as are small modular reactors (SMR) which are designed to be more widely deployable than conventional nuclear due to their compact size. Abated emitting generation, non-emitting generation and storage are all expected to contribute significantly to Canada's future net-zero electricity system, though some degree of technological development will be required to make that happen.

D'une manière générale, les technologies des réseaux électriques présentées dans le tableau 3 peuvent être classées dans les catégories suivantes : production d'électricité sans dispositif de réduction des émissions, production d'électricité avec dispositif de réduction des émissions, production d'électricité non émettrice et stockage. Certaines technologies de production d'émissions sans dispositif de réduction des émissions sont capables d'atteindre des profils d'émissions plus faibles en utilisant des « combustibles propres » tels que le gaz naturel renouvelable ou l'hydrogène. Les technologies de production peu émettrices atteignent des profils d'émissions plus faibles en déployant des technologies de réduction telles que le captage et le stockage du carbone (CSC), qui peuvent être construites sur mesure ou installées dans certaines installations existantes.

Il existe également des technologies émergentes pour les réseaux électriques qui pourraient devenir plus largement disponibles au Canada au fur et à mesure de leur développement. Par exemple, les piles à combustible pourraient offrir un stockage d'énergie à plus long terme que les batteries (des mois ou des années contre des jours ou des semaines), mais elles sont actuellement sous-utilisées, car la technologie des piles à combustible n'est pas encore suffisamment efficace par rapport aux batteries. Certaines technologies avancées de production d'énergie renouvelable variable, telles que l'éolien en mer et la géothermie, devraient devenir davantage disponibles à moyen terme (bien que soumises à des contraintes géologiques), tout comme les petits réacteurs nucléaires modulaires, qui sont conçus pour être plus largement déployables que le nucléaire conventionnel en raison de leur taille compacte. La production avec dispositif de réduction des émissions, la production sans émissions et le stockage devraient tous contribuer de manière significative au futur réseau électrique carboneutre du Canada, bien qu'un certain degré de développement technologique soit nécessaire pour y parvenir.

Objective

The objectives of the proposed Regulations are to

1. Help Canada achieve its climate change commitments towards achieving net-zero GHG emissions economy-wide by 2050 by constraining emissions from unabated thermal power generation. This transition will support global efforts to address climate change and help limit associated damage; and
2. Reduce GHG (i.e. CO₂) emissions from emitting electricity generation beginning in 2035.

Description

The proposed Regulations would achieve emission reductions through the application to electricity generating units of an annual basis emission performance standard of 30 tonnes of CO₂ per GWh of electricity produced (30 t/GWh), with limited exceptions.

The proposed Regulations apply to all electricity generation units that meet the applicability criteria. A unit means an assembly of equipment that operates together to generate electricity and must include at least a boiler or combustion engine and may include CCS systems.

Further information on the rationale of the regulatory design can be found in Annex 1.

Application

The proposed Regulations would apply to any unit that meets the three following criteria:

1. Uses any amount of fossil fuels to generate electricity;
2. Has a capacity of 25 MW or greater; and
3. Is connected to an electricity system that is subject to North American Electric Reliability Corporation (NERC) standards (NERC-regulated electricity system).

Registration

The proposed Regulations would require all units that meet the applicability criteria to register with the Minister of the Environment by the end of 2025 or, for units commissioned after January 1, 2025, within 60 days of commissioning.

Emission performance standards

The 30 t/GWh annual average performance standard would apply starting on

1. January 1, 2035, for units that combust coal or petroleum coke;

Objectif

Les objectifs du projet de règlement sont les suivants :

1. Aider le Canada à respecter ses engagements en matière de changement climatique visant à atteindre la carboneutralité dans l'ensemble de l'économie d'ici 2050, en limitant les émissions provenant de la production d'énergie thermique sans dispositif de réduction des émissions. Cette transition soutiendra les efforts mondiaux pour lutter contre le changement climatique et contribuera à limiter les dommages associés;
2. réduire les émissions de GES (c'est-à-dire de CO₂) provenant de la production d'électricité à partir de 2035.

Description

Le projet de règlement permettrait de réduire les émissions en appliquant, aux groupes de production d'électricité, une norme de rendement annuelle en matière d'émissions de 30 tonnes de CO₂ par GWh d'électricité produite (30 t/GWh), avec des exceptions limitées.

Le projet de règlement s'applique à tous les groupes de production d'électricité qui répondent aux critères d'applicabilité. Un groupe est un ensemble d'équipements qui fonctionnent ensemble pour produire de l'électricité et doit comprendre au moins une chaudière ou un moteur à combustion, et peut inclure des systèmes de CSC.

De plus amples informations sur la raison d'être de la réglementation figurent à l'annexe 1.

Application

Le projet de règlement s'applique à tout groupe qui répond aux trois critères suivants :

1. Utilise n'importe quelle quantité de combustibles fossiles pour produire de l'électricité;
2. A une capacité de 25 MW ou plus;
3. Est connecté à un réseau électrique soumis aux normes de la North American Electric Reliability Corporation (NERC).

Inscription

Le projet de règlement exigerait que tous les groupes qui répondent aux critères d'applicabilité s'enregistrent auprès du ministre de l'Environnement d'ici la fin de l'année 2025 ou, pour les groupes mis en service après le 1^{er} janvier 2025, dans les 60 jours suivants la mise en service.

Normes de rendement en matière d'émissions

La norme de rendement de 30 t/GWh s'appliquerait à partir du :

1. 1^{er} janvier 2035, pour les groupes qui brûlent du charbon ou du coke de pétrole;

2. January 1, 2035, for any unit commissioned on or after January 1, 2025;
3. January 1, 2035, for a unit that has increased its electricity generation capacity by 10% or more since registration of the unit;
4. On the latter of January 1, 2035, or January 1 of the calendar year in which the prohibition set out in subsection 4(2) of the *Regulations Limiting Carbon Dioxide Emissions from Natural Gas-fired Generation of Electricity*²⁰ begins to apply to a “significantly modified” unit, which is one that has ceased burning coal; or
5. For any other unit, the latter of January 1, 2035, or 20 years after its commissioning date.

Only units that are net exporters in a given calendar year are subject to the performance standard in that year. Net exporters generate electricity that is supplied to and in some cases, demand electricity from an electricity system regulated by NERC standards. Therefore, the performance standard would only apply to those units that supply more electricity to a NERC-regulated electricity system than they demand from it.

Exceptions from meeting the 30 t/GWh annual average performance standard

In a given calendar year, a unit could comply with the proposed Regulations using one of the following exceptions to the 30 t/GWh annual average performance standard where all of the conditions related to the exceptions are met:

1. A unit, other than one combusting coal, that operates up to 450 hours per year (450 hr/yr) may emit no more than 150 kilotonnes of CO₂ per year (150 kt/yr), where for clarity, 450 hr/yr is equivalent to operating 24 hours/day for 18.75 days/year; or
2. A unit using CCS may emit no more than an annual average of 40 t/GWh if it can demonstrate that the unit is capable of operating at 30 t/GWh (i.e. documentation showing that the unit operated at or below 30 t/GWh for 2 periods of at least 12 consecutive hours, with at least 4 months between those 2 periods in a given calendar year). This exception is only available until the earlier of 7 years after commissioning of a carbon capture and storage (CCS) system or December 31, 2039.

2. 1^{er} janvier 2035, pour tous groupes mis en service le ou après le 1^{er} janvier 2025;
3. 1^{er} janvier 2035, pour un groupe qui a augmenté sa capacité de production d'électricité de 10 % ou plus depuis l'enregistrement de celui-ci;
4. 1^{er} janvier 2035 ou du 1^{er} janvier de l'année au cours de laquelle l'interdiction prévue au paragraphe 4(2) du *Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel*²⁰ commence à s'appliquer à un groupe chaudière ayant subi une modification majeure, c'est-à-dire un groupe qui a cessé de brûler du charbon, selon la plus tardive de ces deux dates;
5. Pour tous les autres groupes, la date la plus tardive entre le 1^{er} janvier 2035 ou 20 ans suivant la date de mise en service.

Seuls les groupes qui ont un solde exportateur de plus de zéro gigawattheure au cours d'une année civile donnée sont soumis à la norme de rendement pour cette année-là. Les groupes ayant un solde exportateur de plus de zéro gigawattheure produisent de l'électricité qui est fournie à un réseau d'électricité réglementé par la NERC et, parfois, demandent de l'électricité à ce réseau. Par conséquent, la norme de rendement ne s'applique qu'aux groupes qui fournissent plus d'électricité à un réseau électrique réglementé par la NERC qu'ils n'en demandent.

Exceptions au respect de la norme de rendement annuelle de 30 t/GWh

Au cours d'une année civile donnée, un groupe pourrait se conformer au règlement proposé en utilisant l'une des exceptions suivantes à la norme de rendement annuelle de 30 t/GWh si toutes les conditions liées à ces exceptions sont remplies :

1. Un groupe, autre qu'un groupe alimenté au charbon, qui fonctionne jusqu'à un maximum de 450 heures par année (450 h/an) ne peut pas émettre plus de 150 kilotonnes de CO₂/an (150 kt/an); où, par souci de clarté, 450 heures/an correspondant à un fonctionnement 24 heures/jour pendant 18,75 jours/an;
2. Un groupe utilisant le CSC peut émettre au maximum une moyenne annuelle de 40 t/GWh s'il est démontré que ce groupe est capable de fonctionner à 30 t/GWh (c'est-à-dire, pouvant démontrer, documentation à l'appui, que le groupe a fonctionné à 30 t/GWh ou moins pendant 2 périodes d'au moins 12 heures consécutives, avec au moins 4 mois entre ces 2 périodes, au cours d'une année civile donnée). Cette exception n'est possible que jusqu'à 7 ans après la mise en service d'un système de captage et de stockage du carbone (CSC) ou jusqu'au 31 décembre 2039, selon la première éventualité.

²⁰ For further information on the meaning of “significantly modified,” refer to subsection 3(4) of the *Regulations Limiting Carbon Dioxide Emissions from Natural Gas-fired Generation of Electricity*.

²⁰ Pour plus d'informations sur la signification de « modification majeure », voir le paragraphe 3(4) du *Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel*.

If all of the conditions related to the exceptions are not met in a given calendar year, then the 30 t/GWh annual average performance standard must be complied with in that year.

Furthermore, the proposed Regulations would allow any unit subject to them to operate during any period of emergency circumstance without being required to meet the performance standard during such a period if the unit has been provided an exemption to do so by the Minister of the Environment. In general, an emergency circumstance is one that arises due to an extraordinary, unforeseen, and irresistible event.

Quantification

The proposed Regulations would set out the manner for determining compliance with the performance standard in a calendar year. In general, for each unit, an operator would need to determine the unit's emissions intensity, which is the unit's total emissions divided by its total generation. The quantification requirements apply to each unit annually, as of the calendar year that the prohibition first applies to the unit, regardless of whether the unit is subject to the prohibition in a calendar year,

The unit's total generation is the quantity of electricity it generated during the course of a year measured on a gross basis.

The unit's total emissions, which can be determined using either a fuel-based method or continuous emissions monitoring systems (CEMS), includes as applicable

- The quantity of emissions produced by the combustion of fossil fuels for electricity generation; and
- The quantity of emissions associated with the production of any hydrogen fuel or steam that is used by the unit to produce electricity, regardless of the location or supplier.

For clarity, in cases when hydrogen is used as a fuel in the electricity generating unit, the combustion of that hydrogen does not directly produce any CO₂ emissions from the unit; therefore, any CO₂ emissions associated with the hydrogen's production must also be quantified and included in the unit's total emissions.

As included in the proposed Regulations, the unit's total emissions can exclude the quantity of emissions captured by its CCS system only if these emissions are permanently stored in a storage project that meets prescribed criteria.

Si toutes les conditions liées aux exceptions ne sont pas remplies au cours d'une année civile donnée, la norme de rendement de 30 t/GWh en moyenne annuelle doit être respectée au cours de cette année.

En outre, le projet de règlement permettrait à tous groupes assujettis au règlement de fonctionner pendant toutes périodes de circonstances d'urgences accordées par le ministre sans être tenus de respecter la norme de rendement pendant ces périodes de l'année civile. En général, une situation d'urgence est une situation qui survient à la suite d'un événement extraordinaire, imprévu et inévitable.

Quantification

Le projet de règlement définit la manière de déterminer la conformité à la norme de rendement au cours d'une année civile. En général, pour chaque groupe, l'exploitant devra déterminer l'intensité des émissions du groupe, c'est-à-dire les émissions totales du groupe divisées par sa production totale. Les exigences de quantification s'appliquent à chaque groupe, chaque année, à compter de l'année civile au cours de laquelle l'interdiction s'applique pour la première fois au groupe, que le groupe soit ou non soumis à l'interdiction au cours d'une année civile.

La production totale du groupe est la quantité d'électricité qu'il a produit au cours d'une année, mesurée sur une base brute.

Les émissions totales du groupe, qui peuvent être déterminées à l'aide d'une méthode basée sur les combustibles ou d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions (SMECE), comprennent, selon le cas, les éléments suivants :

- La quantité d'émissions produites par la combustion de combustibles fossiles pour la production d'électricité;
- La quantité d'émissions associées à la production d'hydrogène ou de vapeur utilisée par le groupe pour produire de l'électricité, quel que soit le lieu où est situé le fournisseur.

Par souci de clarté, lorsque l'hydrogène est utilisé comme combustible dans le groupe de production d'électricité, la combustion de cet hydrogène ne produit pas directement d'émissions de CO₂; par conséquent, toutes les émissions de CO₂ associées à la production d'hydrogène doivent également être quantifiées et incluses dans les émissions totales du groupe.

Comme le prévoit le projet de règlement, les émissions totales du groupe peuvent exclure la quantité d'émissions captées par son système de CSC uniquement si ces émissions sont stockées de manière permanente dans un projet de stockage répondant aux critères prescrits.

Reporting

The proposed Regulations would require all units that meet the applicability criteria to submit a registration report that includes information such as identification of the responsible person; the location and name of the unit; a process diagram of the unit, including the commissioning date of each boiler or combustion engine; the commissioning date of the unit and the unit's electricity generating capacity.

On an annual basis, the proposed Regulations would require all units that have net exports to an electricity system subject to NERC standards to submit a report that includes information such as the unit's annual average emission intensity; if applicable, in the case of units with a CCS system installed in the last 7 years, documentation demonstrating that the unit operated at or below 30 t/GWh for 2 periods of at least 12 continuous hours in the reporting year; gross generation; emissions and hours of operation.

A declaration of no net exports may be provided for a unit that does not expect to have any net exports from the time the performance standard would begin to apply to that unit, which would reduce its reporting requirements. If these units never have net exports to the electricity system, they will remain exempt from the prohibition and the quantification requirements in the proposed Regulations.

All units would be required to track their net exports as the performance standard would apply from the applicable year (as of 2035) for that unit if there are net exports in that year. These units would also be subject to quantification rules from the applicable year.

The *Regulations Designating Regulatory Provisions for the Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act)* would be amended to include the proposed Regulations and make the contravention of applicable rules punishable by appropriate penalties, such as increased fines and jail time.

Regulatory development

Consultation

The Department of the Environment (the Department) started consultations with interested parties to the proposed Regulations in March 2022. Interested parties include utility companies, provincial and territorial

Rapports

Le projet de règlement exigerait que tous les groupes qui répondent aux critères d'applicabilité soumettent un rapport d'enregistrement comprenant des informations telles que l'identification de la personne responsable, l'emplacement et le nom du groupe, un diagramme de processus du groupe, y compris la date de mise en service de chaque chaudière ou moteur à combustion, la date de mise en service du groupe et la capacité de production d'électricité du groupe.

Sur une base annuelle, le projet de règlement exigerait que tous les groupes qui ont un solde exportateur supérieur à zéro gigawattheure vers un réseau électrique sujet aux normes de la NERC soumettent un rapport comprenant des informations telles que l'intensité moyenne annuelle des émissions du groupe et, le cas échéant, dans le cas des groupes dotés d'un système de CSC installé au cours des 7 dernières années, la documentation démontrant que le groupe a fonctionné à 30 t/GWh ou moins pendant 2 périodes d'au moins 12 heures continues au cours de l'année de déclaration, la production brute, les émissions et les heures d'exploitation.

Une déclaration d'absence de solde exportateur supérieur à zéro gigawattheure peut être fournie pour un groupe qui ne prévoit pas de solde exportateur supérieur à zéro gigawattheure à partir du moment où la norme de rendement commencerait à s'appliquer à ce groupe, ce qui réduirait ses exigences en matière de rapports. Si ces groupes n'ont jamais un solde exportateur supérieur à zéro gigawattheure vers le réseau électrique, ils resteront exemptés à la fois de l'interdiction et des exigences de quantification prévues par le projet de règlement.

Tous les groupes seraient tenus de suivre leur solde exportateur, car la norme de rendement s'appliquerait à partir de l'année applicable (à partir de 2035) pour ce groupe s'il y a un solde exportateur supérieur à zéro gigawattheure cette année-là. Ces groupes seraient également soumis aux règles de quantification à partir de l'année applicable.

Le *Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* serait modifié afin d'y inclure le projet de règlement et de rendre sa violation des règles applicables passible de sanctions appropriées, telles que des amendes plus élevées et des peines d'emprisonnement.

Élaboration de la réglementation

Consultation

Le ministère de l'Environnement (le ministère) a débuté les consultations avec les parties intéressées par le projet de règlement en mars 2022. Les parties intéressées comprennent les entreprises de services publics, les

governments, Indigenous groups, industry associations, environmental non-governmental organizations (ENGOs), unions and labour organizations, researchers and academics in the field of climate change or energy and the general public.

Starting with the [Clean Electricity Standard Discussion Paper](#), which laid out the Department's initial proposal on how to achieve a transition to net-zero electricity and introduced the key components that any such policy should incorporate, namely emission reductions, electricity affordability and electricity system reliability. In its proposal, the Department noted that implementing the proposed Regulations would require careful balancing of these three criteria, as maximizing outcomes for any one criterion could place achieving either of the other two at risk. For example, maximizing affordability could endanger emission reductions as the cheapest option to keep the electricity system operating in many places is to continue using existing natural gas-fired generation. In the same way, maximizing reliability may hinder emission reductions as reliability in the status quo requires having sufficient natural gas generation available. An electricity system that is neither affordable, nor reliable could discourage the transition to clean electricity generation needed to achieve the economy-wide net-zero target in 2050.

Interested parties' engagement

- On March 15, 2022, interested parties were invited to submit comments on the [Clean Electricity Standard Discussion Paper](#) which laid out the proposed regulatory approach towards supporting net-zero GHG emissions in the electricity sector by 2035.
- On March 23-24, 2022, interested parties were invited to attend an 'Opening the Loop' informational webinar on the Discussion Paper. Over 160 submissions were received, following which, a webinar was held on July 21-22, 2022, with a focus on these comments.
- A second round of engagement and consultation began on July 26, 2022, with the publication of the [Proposed Regulatory Frame for the Clean Electricity Regulations](#) ("the regulatory frame") which provided more specifics on the proposed regulatory design. Over 120 submissions were received on the regulatory frame.
- A third webinar was held on September 13-14, 2022, with a focus on modelling assumptions. A number of bilateral modelling sessions were held with various provinces to ensure that the assumptions used in federal modelling were correct.
- On October 3, 2022, an Indigenous information session was hosted, with attendees from First Nations, or their representatives.

gouvernements provinciaux et territoriaux, les groupes autochtones, les associations industrielles, les organisations non gouvernementales environnementales (ONGE), les syndicats et les organisations syndicales, les chercheurs et les universitaires dans le domaine du changement climatique ou de l'énergie, ainsi que le grand public.

Tout d'abord, le [document de travail sur la norme sur l'électricité propre](#) a présenté la proposition initiale du ministère sur la manière de réaliser une transition vers une électricité carboneutre et introduit les éléments clés que toute politique de ce type devrait intégrer, à savoir les réductions d'émissions, l'abordabilité de l'électricité, et la fiabilité du réseau électrique. Dans sa proposition, le ministère a indiqué que la mise en œuvre du projet de règlement nécessiterait un équilibre entre ces trois critères, étant donné que la maximisation des résultats pour l'un des critères pourrait compromettre la réalisation de l'un des deux autres. Par exemple, maximiser l'accessibilité financière pourrait compromettre les réductions d'émissions, car l'option la moins chère pour maintenir le réseau électrique en fonctionnement dans de nombreux endroits est de continuer à utiliser la production existante à base de gaz naturel. De la même manière, maximiser la fiabilité peut entraver les réductions d'émissions, car la fiabilité dans le statu quo exige de disposer d'une production suffisante de gaz naturel. Un réseau électrique qui n'est ni abordable ni fiable pourrait décourager la transition vers une production d'électricité propre nécessaire pour atteindre l'objectif de carboneutralité dans l'ensemble de l'économie en 2050.

Engagement des parties intéressées

- Le 15 mars 2022, les parties intéressées ont été invitées à soumettre leurs commentaires sur le [document de travail sur la norme sur l'électricité propre](#), qui présente l'approche du projet de règlement pour soutenir la carboneutralité dans le secteur de l'électricité d'ici 2035.
- Les 23 et 24 mars 2022, les parties intéressées ont été invitées à participer à un webinaire d'information, intitulé « Ouvrir la boucle », sur le document de travail. Plus de 160 soumissions ont été reçues, un webinaire a été organisé par la suite les 21 et 22 juillet 2022, avec un accent particulier sur ces commentaires.
- Un deuxième cycle d'engagement et de consultation a débuté le 26 juillet 2022, avec la publication du [Cadre réglementaire proposé pour le règlement sur l'électricité propre - Canada.ca](#) (« le cadre réglementaire ») qui a fourni plus de détails sur l'approche réglementaire proposée. Plus de 120 soumissions ont été reçues en lien avec ce cadre réglementaire.
- Un troisième webinaire a été organisé les 13 et 14 septembre 2022, avec un accent sur les hypothèses de modélisation. Un certain nombre de sessions de modélisation bilatérales ont été organisées avec diverses provinces pour s'assurer que les hypothèses utilisées dans la modélisation fédérale étaient adéquates.

As of December 2022, nearly 100 bilateral meetings were held with interested parties to further discuss and provide feedback on the approach of the proposed Regulations.

Following these consultations, more than 330 submissions on the proposal were received. Interested parties commented on

- the role of natural gas and liquid-fired electricity generation post-2035 to ensure reliability of electricity systems;
- the treatment of emitting forms of industrial electricity generation;
- the potential for adverse impacts on electricity rates; and
- the readiness of emerging non-emitting technology to supply reliable electricity by 2035, specifically the availability of generation and storage technologies.

Interested parties have also voiced general support for decarbonization²¹ of the electricity system and a willingness to engage in the development of the proposed Regulations to ensure that the regulations would achieve the necessary emissions reductions while maintaining affordability and reliability.

In general, feedback on the proposed [Regulatory Frame for the Clean Electricity Regulations \(July 26, 2022\)](#) was positive, in that many interested parties viewed the proposed regulatory frame as a workable approach to achieving net-zero. However, interested parties raised specific concerns, discussed below, that the Department has considered in depth while developing the proposed Regulations.

Interested parties' concerns

Natural gas and liquid fuel fired electricity generation post-2035

Many utility companies voiced concern that electricity system operators would not be able to maintain reliability without at least some operation post-2035 from the types of generators that are currently powered by natural gas, or liquid fuel because they are flexible and highly controllable. Many voiced support for an exemption that would allow system operators to use these generators to

²¹ Reduction or elimination of carbon dioxide emissions from a process such as manufacturing or the production of energy.

- Le 3 octobre 2022, une séance d'information a été organisée à l'intention des autochtones, avec la participation de représentants des Premières Nations, ou de leurs représentants.

En date de décembre 2022, près de 100 réunions bilatérales ont eu lieu avec les parties intéressées afin de poursuivre les discussions et de fournir un retour d'information sur l'approche du projet de règlement.

À la suite de ces consultations, plus de 330 soumissions sur la proposition ont été reçues. Les parties intéressées ont formulé des commentaires sur les points suivants :

- Le rôle de la production d'électricité à partir de gaz naturel ou de combustibles liquides après 2035 pour garantir la fiabilité des réseaux;
- Le traitement des formes de production d'électricité industrielle émettrice;
- La possibilité d'effets négatifs sur les tarifs de l'électricité;
- La capacité des nouvelles technologies non émettrices à fournir une électricité fiable d'ici à 2035, en particulier la disponibilité des technologies de production et de stockage.

Les parties intéressées ont également exprimé leur soutien général à la décarbonisation²¹ du réseau électrique et leur volonté de participer à l'élaboration du projet de règlement afin de s'assurer qu'il permettrait d'atteindre les réductions d'émissions nécessaires tout en maintenant l'abordabilité et la fiabilité.

En général, les commentaires sur le [Cadre réglementaire proposé pour le règlement sur l'électricité propre \(26 juillet 2022\)](#) ont été positifs, dans la mesure où de nombreuses parties intéressées considèrent le cadre réglementaire proposé comme une approche réalisable pour atteindre la carboneutralité. Cependant, les parties intéressées ont soulevé des préoccupations spécifiques, discutées ci-dessous, que le ministère a examinées en profondeur lors de l'élaboration du projet de règlement.

Préoccupations des parties intéressées

La production d'électricité alimentée au gaz naturel et aux combustibles liquides après 2035

De nombreuses entreprises de services publics se sont inquiétées du fait que les opérateurs de réseaux électriques ne seraient pas en mesure de maintenir la fiabilité sans au moins un certain fonctionnement après 2035 des types de production qui sont actuellement alimentés au gaz naturel ou aux combustibles liquides parce qu'ils sont flexibles et hautement contrôlables. Beaucoup ont

²¹ Réduction ou élimination des émissions de dioxyde de carbone provenant d'un processus tel que la fabrication de bien ou la production d'énergie.

maintain reliability, as long as it is on a time and emissions-constrained basis.

ENGOs, non-emitting power producers and sustainable industry representatives voiced that the role for natural gas and liquid fuel to power electricity generation should be minimal after 2035 and that a requirement that would limit the use of natural gas would reduce emissions to as close to zero as possible.

To address interested parties' concerns, the Department has built emissions constrained flexibilities for natural gas and liquid fuel generation into the proposed Regulations to:

- Phase in the performance standard on existing units by applying the standard to any given unit 20 years following its commissioning date, known as a unit's End of Prescribed Life²² (EoPL);
- Allow covered units to operate in the event of emergency situations without having to meet the performance standards;
- Allow covered units to operate during peaking periods under a total emissions threshold (rather than emissions intensity) and total time limit in a given year without having to meet the intensity-based performance standard; and
- Set the performance standard at a level (i.e. 30 t/GWh) that could be met by natural gas units with CCS so that these units can supply flexible and highly controllable generation to electricity systems.
 - Furthermore, the proposed Regulations would allow covered units that are using CCS as part of a compliance strategy to meet an annual average emission intensity of 40 t/GWh for the first 7 years following the capture system's commissioning, or until December 31, 2039, whichever comes first.

A few utility companies cautioned against allowing too much flexibility for natural gas generation, as this could

exprimé leur soutien à une exemption qui permettrait aux exploitants de réseaux d'utiliser ces générateurs pour maintenir la fiabilité, à condition que ce soit sur une base de temps et d'émissions limitées.

Les ONGE, les producteurs d'électricité non émetteurs et les représentants de l'industrie durable ont fait valoir que le rôle du gaz naturel et des combustibles liquides dans la production d'électricité devrait être minimale après 2035 et qu'une exigence qui limiterait l'utilisation du gaz naturel réduirait les émissions à un niveau aussi près que possible de zéro.

Pour répondre aux préoccupations des parties intéressées, le ministère a intégré dans le projet de règlement des flexibilités en matière de limites d'émissions pour la production d'électricité alimenté au gaz naturel et aux combustibles liquides :

- Introduire progressivement la norme de rendement pour les groupes existants en appliquant la norme à un groupe donnée 20 ans après sa date de mise en service, appelée fin de vie réglementaire du groupe²² (FdVR) ;
- Permettre aux groupes assujettis de fonctionner en cas de situations d'urgence sans avoir à respecter la norme de rendement ;
- Permettre aux groupes assujettis de fonctionner pendant des périodes de pointe en dessous d'un seuil d'émissions totales (plutôt que d'une intensité d'émissions) et d'une limite de temps totale au cours d'une année donnée, sans avoir à respecter la norme de rendement ; et
- Fixer la norme de rendement à un niveau (c'est-à-dire 30 t/GWh) qui peut être atteint par les groupes alimentés au gaz naturel avec CSC, de sorte que ces groupes puissent fournir au réseau électrique une production flexible et hautement contrôlable.
 - En outre, le projet de règlement permettrait aux groupes assujettis qui utilisent le CSC dans le cadre d'une stratégie de conformité de respecter une intensité d'émission moyenne annuelle de 40 t/GWh pendant les sept premières années suivant la mise en service du système de captage, ou jusqu'au 31 décembre 2039, selon la première éventualité.

Quelques entreprises de services publics ont mis en garde contre une trop grande flexibilité associée à la production

²² "Prescribed Life" means 1. in the case of a significantly modified boiler unit referred to in the *Regulations Limiting Carbon Dioxide Emissions from Natural Gas-fired Generation of Electricity*, a period that begins on the commissioning date of the unit and ends on the date the prohibition set out in those Regulations begins to apply to the unit; or 2. for all other units, the period that begins on the commissioning date and ends on the later of:

(i) December 31 of the calendar year that is 20 years after the commissioning date; and
(ii) December 31, 2034.

²² « Fin vie réglementaire » veut dire 1 : Dans le cas d'un groupe chaudière avec modification majeure visé dans le *Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel*, la période commençant à la date de mise en service et se terminant à la date à partir de laquelle l'interdiction prend fin à la date à laquelle l'interdiction prévue par ces règlements commence à s'appliquer au groupe; ou 2. Pour tout autre groupe, la période commençant à la date de mise en service et se terminant à la plus tardive des dates suivantes :

(i) le 31 décembre de l'année civile qui survient vingt ans après la date de mise en service,
(ii) le 31 décembre 2034.

discourage the rollout of non-emitting generation and energy storage. Furthermore, ENGOs voiced concern that any role for non-emergency gas-fired electricity generation should be greatly limited after 2035. These parties cautioned against underestimating the ability of technologies such as energy storage, hydrogen, CCS, nuclear and other non and low-emitting emerging technologies to ensure electricity system reliability by 2035.

The time limitations incorporated into the above four compliance flexibilities could limit the use of unabated natural gas and liquid fuels for electricity generation in the post-2035 period. It is expected that this would lead to increasing use of non- and low-emitting generation sources.

Higher emitting provinces, utilities, system operators and power producers requested flexibility in the application of the performance standard. Specifically, they shared their concern that, without flexibility, there would be insufficient natural gas capacity to backup variable renewables (e.g. wind and solar) and that units now under construction may not be commissioned in time (by 2025) to benefit from the existing unit EoPL described above.

To address this concern, the proposed Regulations include flexibilities that would

- allow covered units to operate in the event of emergency circumstances; and
- allow covered units to operate if meeting both a total emissions threshold and total time limit in a given year (e.g. mass-based exception to 30 t/GWh performance standard).

ENGOs and industry operating in the clean technology space were seeking clear signals that the proposed Regulations would require electricity system operators to dispatch non-emitting sources in advance of emitting ones. In consideration of these comments, the Department noted that the reliability of electricity systems are of critical importance for provinces and territories, as they are responsible for designing and operating electricity systems. The proposed Regulations set a stringent performance standard, but maintain technology neutrality, allowing provinces and territories, or electricity system operators to choose what types of generation to procure.

Many ENGOs asked for the inclusion of interim standards (i.e. applying a standard before 2035) to avoid a build-out of new natural gas generation before the

d'électricité au gaz naturel, qui pourrait décourager le déploiement de la production non émettrice et du stockage de l'énergie. En outre, les ONGE se sont inquiétées du fait que tout rôle de la production d'électricité non urgente alimenté au gaz naturel devrait être fortement limité après 2035. Ces parties ont mis en garde contre une sous-estimation de la capacité des technologies telles que le stockage de l'énergie, l'hydrogène, le CSC, le nucléaire et d'autres technologies émergentes peu ou non émettrices à assurer la fiabilité du réseau électrique d'ici à 2035.

Les délais incorporés dans les quatre flexibilités de conformité susmentionnées pourraient limiter l'utilisation du gaz naturel et des combustibles liquides sans dispositif de réduction des émissions pour la production d'électricité au cours de la période postérieure à 2035. On s'attend à ce que cela conduise à un recours accru à des sources de production peu ou non émettrice.

Les provinces plus émettrices, les services publics, les exploitants de réseaux et les producteurs d'électricité ont demandé une certaine flexibilité dans l'application de la norme de rendement. Plus précisément, ils ont fait part de leur inquiétude quant au fait que, sans flexibilité, la capacité de production alimentée au gaz naturel serait insuffisante pour soutenir les énergies renouvelables variables (par exemple l'éolien et le solaire) et que les groupes en construction aujourd'hui pourraient ne pas être mis en service à temps (d'ici 2025) pour bénéficier de la FdVR pour les groupes existants décrite ci-dessus.

Pour répondre à cette préoccupation, le projet de règlement prévoit des flexibilités qui :

- permettent aux groupes assujettis de fonctionner en cas d'urgence ;
- permettent aux groupes assujettis de fonctionner s'ils respectent à la fois un seuil d'émissions totales et une limite temporelle totale au cours d'une année donnée (par exemple, exception basée sur la masse à la norme de rendement de 30 t/GWh).

Les ONGE et l'industrie opérant dans le domaine des technologies propres cherchaient des signaux clairs indiquant que le projet de règlement exigerait des opérateurs de réseaux électriques qu'ils répartissent les sources sans émission avant les sources émettrices. En tenant compte de ces commentaires, le ministère a noté que la fiabilité des réseaux électriques est d'une importance cruciale pour les provinces et les territoires, car ceux-ci sont responsables de la conception et de l'exploitation des réseaux. Le projet de règlement fixe une norme de rendement stricte, mais maintient la neutralité technologique, ce qui permet aux provinces et territoires, ou aux opérateurs de réseaux électriques de choisir les types de production à développer.

De nombreuses ONGE ont demandé l'inclusion de normes provisoires (c'est-à-dire l'application d'une norme avant 2035) afin d'éviter l'accumulation de nouvelles centrales

performance standard applies in 2035. Interim standards are not proposed for the following reasons:²³

- As new natural gas units represent a substantial investment that can only be recouped after 10 or more years of operation, the Department expects that by setting a standard of 30 t/GWh starting in 2035, new units built before 2035 would nonetheless be designed to meet the 30 t/GWh standard so that they could continue to operate past 2035.
- Most of the natural gas units that will come online before 2025 were planned before the proposed Regulations were announced. Few units could be conceived, designed and built before January 1, 2025, the date at which units are counted as “new” under the proposed Regulations and therefore cannot benefit from the 20-year EoPL.
- As an alternative to complying with the 30 t/GWh performance standard, units can instead operate at any emissions intensity for a maximum of 450 hours per year, with a limit of 150 kt/yr, to provide back-up or peaking capacity. It could be possible to commission a new unabated unit after 2025 that could operate under these provisions. This has benefits for geographical regions in Canada that do not have access to the deep geological storage needed for installing CCS technologies. However, it is expected that it would be less financially favourable to only operate a new unit for such a limited amount per year, which would limit the commissioning of new unabated units for this purpose. Furthermore, the total emissions of these units would be less than if they were to operate under the 30 t/GWh emissions standard.

Treatment of industrial emitting electricity generation

Many ENGOs and some utilities shared their concern that there could be a large build-out of industrial electricity generation “behind-the-fence”²⁴ in order to avoid the proposed Regulations, since electricity units that are not connected to a NERC-regulated electricity system would not be covered under the proposal.

²³ There are other flexibilities in the proposed Regulation that can allow a unit to operate without needing to meet the 30 t/GWh performance standard; however, these flexibilities are not relevant to the discussion of interim standard.

²⁴ The term “behind-the-fence” means a unit whose electricity generation capacity is suited for the industrial facility at which it is located, thus resulting in the majority of its electricity being consumed, most of the time, by the industrial facility.

alimentées au gaz naturel avant l’application de la norme de rendement en 2035. Le projet de règlement ne propose pas de normes intermédiaires pour les raisons suivantes²³ :

- Étant donné que les nouveaux groupes alimentés au gaz naturel représentent un investissement substantiel qui ne peut être amorti qu’après 10 ans ou plus d’opérations, le ministère s’attend qu’en fixant une norme de rendement de 30 t/GWh à partir de 2035, les nouveaux groupes construits avant 2035 seront néanmoins conçus pour répondre à la norme de rendement de 30 t/GWh afin qu’ils puissent continuer à fonctionner après 2035.
- La plupart des groupes alimentés au gaz naturel qui seront mis en service avant 2025 ont été planifiés avant l’annonce du projet de règlement. Peu de groupes pourraient être conçus et construits avant le 1^{er} janvier 2025, la date à laquelle les groupes sont considérés comme « nouveaux » en vertu du projet de règlement et ne peuvent donc pas bénéficier de la FdVR de 20 ans.
- Au lieu de se conformer à la norme de rendement de 30 t/GWh, les groupes peuvent fonctionner à n’importe quelle intensité d’émission pendant un maximum de 450 heures par an, avec une limite de 150 kt/an, pour fournir une capacité d’appoint ou de pointe. Il pourrait être possible de mettre en service, après 2025, un nouveau groupe sans dispositif de réduction des émissions qui pourrait fonctionner selon ces dispositions. Cela présente des avantages pour les régions géographiques du Canada qui n’ont pas accès au stockage géologique profond nécessaire à l’installation des technologies de CSC. Toutefois, on s’attend à ce qu’il soit moins avantageux financièrement d’exploiter un nouveau groupe de façon aussi limitée, ce qui limiterait à cette fin la mise en service de nouveaux groupes sans dispositif de réduction des émissions. En outre, les émissions totales de ces groupes seraient inférieures à celles qu’ils produiraient s’ils étaient exploités dans le cadre du plafond de 30 t/GWh.

Traitement de la production industrielle d’électricité émettrice

De nombreuses ONGE et certains services publics ont fait part de leur inquiétude quant à la possibilité d’un développement important de la production industrielle d’électricité « à l’intérieur des limites d’une installation²⁴ » afin d’éviter le projet de règlement, étant donné que les groupes d’électricité qui ne sont pas connectés à un réseau électrique réglementé par la NERC ne seraient pas assujettis au projet de règlement.

²³ Le projet de règlement prévoit d’autres flexibilités qui peuvent permettre à un groupe de fonctionner sans avoir à respecter la norme de rendement de 30 t/GWh, mais ces flexibilités ne sont pas pertinentes dans le cadre d’une discussion sur la norme provisoire.

²⁴ On entend par « à l’intérieur des limites d’une installation » un groupe dont la capacité de production d’électricité est adaptée à l’installation industrielle sur laquelle il est situé, de sorte que la majeure partie de son électricité est consommée, la plupart du temps, par l’installation industrielle.

Upon review, the Department noted the following:

- The proposed Regulations are designed to target emissions from the electricity sector. Industrial emissions are subject to other policies, such as carbon pricing.
- The proposed Regulations would cover all generation units that are connected to a NERC-regulated electricity system, regardless of whether or not the units are physically located “behind-the-fence,” i.e. units located at an industrial site.
- In any given compliance year, industrial units that have net exports to a NERC-regulated electricity system (i.e. they sell more electricity than they buy) would have to meet the proposed Regulations’ performance standard in that year. This will create a co-benefit because even electricity produced by units with net exports but used to meet on-site electricity demand would have to meet the 30 t/GWh performance standard. This means that only electricity produced by units that do not have net exports to the electricity system would not have to meet the performance standard.
- Emissions from electricity generation facilities are covered by the [Output-Based Pricing System Regulations](#) (OBPSR) or the applicable provincial or territorial carbon pricing system. This means that emissions from units that do not have net exports to a NERC-regulated electricity system in a given year will still be exposed to a price signal to reduce emissions.
- Currently, there are not sufficient, cost-effective low, or non-emitting alternatives for wholly “behind-the-fence” generation. In this context, covering “behind-the-fence” fossil-fired generation units under the proposed Regulations when these units are not net exporters of electricity to a NERC-regulated electricity system would result in negative impacts to industry that would not otherwise occur under the other policies described above (e.g. carbon pricing). Furthermore, “behind-the-fence” units would need to be addressed as Canada moves towards a net-zero economy in 2050.
- In some cases, the fuels that are used in “behind-the-fence” generation would otherwise be required to be flared²⁵ if they were not used for electricity production. As such, if the proposed Regulations were to cover “behind-the-fence” units, it is likely that many of the units would opt to avoid regulatory coverage by ceasing to produce electricity from these fuels and instead flare them. In such scenarios, emissions would increase from the flaring activity without any realized benefit (i.e. electricity generation) from the fuels’ combustion.

²⁵ Flaring is the controlled burning of fuel or waste gas that takes place during some forms of production and processing. Fuel or waste gas is ignited at the top of a flare stack, causing the characteristic flame associated with flaring. Some odours may be associated with flaring. - [Natural Gas Flaring & Venting | Canadian Association of Petroleum Producers](#)

Après un examen, le ministère a constaté ce qui suit :

- Le projet de règlement est conçu pour cibler les émissions du secteur de l’électricité. Les émissions industrielles sont soumises à d’autres politiques, telles que la tarification du carbone.
- Le projet de règlement s’appliquerait à tous les groupes de production connectés à un réseau électrique réglementé par la NERC, que ces groupes soient ou non physiquement situés « à l’intérieur des limites d’une installation », c’est-à-dire sur un site industriel.
- Au cours d’une année de conformité donnée, les groupes industriels qui ont un solde exportateur vers un réseau électrique réglementé par la NERC supérieur à 0 GWh (c’est-à-dire qu’ils vendent plus d’électricité qu’ils en achètent) devraient respecter la norme de rendement du projet de règlement au cours de cette année. Cela créera un co-bénéfice, car même l’électricité produite par des groupes ayant un solde exportateur supérieur à 0 GWh, mais utilisé pour répondre à la demande d’électricité sur site, devra respecter la norme de rendement de 30 t/GWh. Cela signifie que seuls les groupes qui n’ont pas un solde exportateur d’électricité vers le réseau supérieur à 0 GWh n’auraient pas à respecter la norme de rendement.
- Les émissions des installations de production d’électricité sont assujetties au [Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement](#) (RSTFR) ou par le système provincial ou territorial de tarification du carbone applicable. Cela signifie que les émissions des groupes qui n’ont pas un solde exportateur vers un réseau électrique réglementé par la NERC supérieur à 0 GWh au cours d’une année donnée seront toujours exposées à un signal de prix visant à réduire les émissions.
- À l’heure actuelle, il n’existe pas d’alternatives suffisantes, rentables, et peu ou non émettrices de gaz à effet de serre pour la production entièrement « à l’intérieur des limites d’une installation ». Dans ce contexte, couvrir les groupes de production d’électricité à base de combustibles fossiles « à l’intérieur des limites d’une installation » en vertu du projet de règlement lorsque ces groupes n’ont pas de solde exportateur d’électricité supérieure à 0 GWh vers un réseau électrique réglementé par la NERC aurait des effets négatifs sur l’industrie qui ne se produiraient pas dans le cadre des autres politiques décrites ci-dessus (par exemple la tarification du carbone). En outre, les groupes « à l’intérieur des limites d’une installation » devraient être pris en compte à mesure que le Canada se dirige vers la carboneutralité en 2050.
- Dans certains cas, les combustibles utilisés pour la production « à l’intérieur des limites d’une installation » devraient être brûlés à la torche sur le site²⁵ s’ils

²⁵ Le brûlage à la torche est la combustion contrôlée de combustible ou de gaz résiduel qui a lieu au cours de certaines formes de production et de traitement. Le combustible ou les déchets gazeux sont enflammés au sommet d’une torchère, ce qui provoque la flamme caractéristique associée au brûlage à la torche. Certaines odeurs peuvent être associées au brûlage à la torche. - [Le torchage et la mise à l’air | Association canadienne des producteurs pétroliers](#)

For the above reasons, the proposed Regulations would not apply to “behind-the-fence” units that do not have net exports to the grid.

Potential adverse impacts on electricity prices

Some provinces and utilities voiced concerns about the costs of complying with the proposed Regulations and the potential impacts on rate affordability for households, businesses and industry. They noted that fossil-fuel reliant electricity systems would bear higher costs in the net-zero transition than electricity systems that have substantial non-emitting resources, e.g. wind. These interested parties requested funding programs, tax measures and other incentives to minimize the short-term costs of the transition. In particular, provincial governments of New Brunswick and Nova Scotia raised that these provinces experience higher rates of energy poverty²⁶ in the country and noted concern that the proposed Regulations could exacerbate this problem.

The Department notes the following:

- Specific engagement was held regarding the analysis of the expected effect on the price of residential electricity.
- Separate from the proposed Regulations and their objectives, the Government of Canada has announced, developed and implemented complementary measures, including funding, to help support the net-zero transition, thereby indirectly reducing the proposed Regulations’ impact on electricity prices.
- The proposed Regulations would include flexibilities that help utilities manage the cost impact of their electricity system while maintaining reliability.

²⁶ Energy poverty is households’ inability to afford energy services; it may manifest as a heat-or-eat dilemma, self-imposed brownouts for financial reasons, or keeping home temperature at lower-than-comfortable room temperature. - [Electricity affordability and equity in Canada’s energy transition \(PDF\)](#)

n’étaient pas utilisés pour la production d’électricité. Ainsi, si le projet de règlement devait couvrir les groupes « à l’intérieur des limites d’une installation », il est probable que de nombreux groupes choisiraient d’éviter la couverture réglementaire en cessant de produire de l’électricité à partir de ces combustibles et en les brûlant à la torche. Dans de tels scénarios, les émissions augmenteraient du fait de l’activité de torchage sans que la combustion apporte de bénéfice (c’est-à-dire de production d’électricité).

Pour les raisons susmentionnées, le projet de règlement ne s’appliquerait pas aux groupes situés « à l’intérieur des limites d’une installation » qui n’ont pas un solde exportateur supérieur à 0 GWh.

Incidences négatives potentielles sur les tarifs de l’électricité

Certaines provinces et certains services publics ont fait part de leurs préoccupations concernant les coûts de mise en conformité avec le projet de règlement et les incidences potentielles sur l’abordabilité des tarifs pour les ménages, les entreprises et l’industrie. Ils ont fait remarquer que les réseaux électriques dépendant des combustibles fossiles supporteraient des coûts plus élevés lors de la transition vers la carboneutralité que les réseaux disposant d’importantes ressources sans émission, par exemple l’éolien. Ces parties intéressées ont demandé des programmes de financement, des mesures fiscales et d’autres incitatifs pour minimiser les coûts à court terme de la transition. En particulier, les gouvernements provinciaux du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse ont souligné que ces provinces souffrent d’un taux plus élevé de pauvreté énergétique²⁶ dans le pays, et ont fait part de leur inquiétude quant au fait que le projet de règlement pourrait exacerber ce problème.

Le ministère note ce qui suit :

- Des consultations spécifiques ont eu lieu concernant l’analyse de l’effet attendu sur les tarifs résidentiels.
- Indépendamment du projet de règlement et de ses objectifs, le gouvernement du Canada a annoncé, élaboré, et mis en œuvre des mesures complémentaires, y compris des fonds, pour aider à soutenir la transition vers la carboneutralité, réduisant ainsi indirectement les répercussions du projet de règlement sur les tarifs de l’électricité.
- Le projet de règlement inclurait des flexibilités qui aideraient les services publics à gérer les répercussions des coûts de leur réseau électrique tout en maintenant la fiabilité.

²⁶ La pauvreté énergétique est l’incapacité des ménages à s’offrir des services énergétiques ; elle peut se manifester par un dilemme « chauffer ou manger », des coupures de courant auto-imposées pour des raisons financières, ou le maintien de la température de la maison à un niveau inférieur à celui de la température ambiante confortable. - [L’électricité et l’équité dans la transition énergétique du Canada \(PDF\)](#)

- The Department engaged with a number of academics with expertise in the economics of the electricity system to understand the potential impacts of the proposed Regulations on electricity affordability, which informed the establishment of the regulatory standards and flexibilities within the proposed Regulations. This engagement will continue as the Department considers comments received during the prepublication period.

Readiness of emerging non-emitting technology to supply reliable electricity by 2035

A few utilities, ENGOs, companies operating in the clean technology space and some academics cautioned against allowing too much flexibility for natural gas generation, as this could discourage the rollout of non-emitting generation and energy storage. These parties cautioned against underestimating the ability of technologies such as energy storage, hydrogen-ready gas turbines, CCS, nuclear and other non- and low-emitting emerging technologies to ensure electricity system reliability by 2035.

Several provinces and territories noted that CCS is not a decarbonization option for them because their geology does not allow for carbon storage. Several provinces and territories expressed concern over the readiness of key decarbonization technologies such as CCS, SMR and energy storage, noting that their costs will be very high even when ready for wide-scale deployment. Experts in CCS technology noted that while the 30 t/GWh performance standard is achievable by these systems, there may be periods in the early years of deploying these systems when some adjustments to the systems may be needed in order for them to achieve the performance standard consistently.

The Department notes the following:

- New investments in the development and deployment of emerging technologies such as CCS, energy storage and SMR are anticipated.
- Compliance flexibilities such as prescribed life for units commissioned before January 1, 2025, or the mass-based emission/duration exception allow for continued operation of natural gas and liquid-fired generation in these periods.
- The proposed Regulations contain an exception that allows a covered unit having CCS technology to operate at an average emission intensity of 40 t/GWh if the unit can prove that it is capable of operating at or below 30 t/GWh (i.e. documentation showing that the unit

- Le ministère a collaboré avec un certain nombre d'universitaires spécialisés en économie des réseaux électriques pour comprendre les répercussions potentielles du projet de règlement sur l'abordabilité de l'électricité, ce qui a permis d'établir les normes réglementaires et les marges de manœuvre dans le projet de règlement. Cette collaboration se poursuivra au fur et à mesure que le ministère examinera les commentaires reçus au cours de la période précédant la publication finale.

Capacité des nouvelles technologies non émettrices à fournir une électricité fiable d'ici à 2035

Quelques services publics, ONGE, entreprises actives dans le domaine des technologies propres et quelques universitaires ont mis en garde contre une trop grande flexibilité pour la production de l'électricité alimentée au gaz naturel, car cela pourrait décourager le déploiement de la production sans émission et du stockage de l'énergie. Ces parties ont mis en garde contre une sous-estimation de la capacité des technologies telles que le stockage de l'énergie, les turbines à gaz prêtes pour l'hydrogène, le CSC, le nucléaire et d'autres technologies émergentes peu ou non émettrices pour assurer la fiabilité du réseau électrique d'ici à 2035.

Plusieurs provinces et territoires ont indiqué que le CSC n'était pas une option de décarbonisation pour eux, car leur géologie ne permet pas le stockage du carbone. Plusieurs provinces et territoires ont exprimé leur inquiétude quant à l'état de préparation des technologies clés de décarbonisation telles que le CSC, les petits réacteurs nucléaires modulaires, et le stockage de l'énergie, notant que leurs coûts seront très élevés même lorsqu'elles seront prêtes à être déployées à grande échelle. Les experts en technologie de CSC ont noté que si la norme de rendement de 30 t/GWh peut être atteinte par ces systèmes, il peut y avoir des périodes au cours des premières années de déploiement de ces systèmes où certains ajustements aux systèmes peuvent être nécessaires pour qu'ils atteignent la norme de rendement de manière cohérente.

Le ministère note ce qui suit :

- De nouveaux investissements dans le développement et le déploiement de technologies émergentes telles que le CSC, le stockage de l'énergie et les petits réacteurs modulaires sont prévus.
- Les flexibilités en matière de conformité, telles que la durée de vie réglementaire pour les groupes mis en service avant le 1^{er} janvier 2025 ou l'exception relative à la durée et aux émissions basées sur la masse permettent l'utilisation des groupes alimentés au gaz naturel et aux liquides au cours de ces périodes.
- Le projet de règlement contient une exception qui permet à un groupe assujéti doté d'une technologie de CSC de fonctionner à une intensité d'émission moyenne

operated at 30 t/GWh for two periods of at least 12 consecutive hours, with at least 4 months between those two periods in a given compliance year) and that:

- The unit can only use the exception for up to 7 years following the commissioning date of that CCS system or until December 31, 2039, whichever comes first.
- During this 7-year period, a unit whose CCS system cannot achieve 30 t/GWh on an annual average basis can continue to operate while the person responsible for the unit undertakes the actions required to improve the unit's emission performance to meet the 30 t/GWh standard on an annual average basis. These actions could involve multiple rounds of emissions testing, assessing the CCS system for its performance fault, designing the solution to allow for 30 t/GWh operation, building/implementing this solution and commissioning it. Based on the timelines associated with major retrofits of electricity generating units, it is expected that 7 years would provide ample time to take the actions required to improve the CCS system's performance. By 2040, it is expected that CCS systems will have improved to the point that this flexibility would no longer be needed.
- The CCS exception ensures that the CCS systems are designed to meet an ambitious carbon capture rate, while allowing some minor flexibility in case operational circumstances made it difficult to initially achieve this rate consistently.

Modern treaty obligations and Indigenous engagement and consultation

As required by the [Cabinet Directive on the Federal Approach to Modern Treaty Implementation](#), an assessment of modern treaty implications was conducted for the proposed Regulations. The assessment examined the geographic scope and subject matter of the proposed Regulations in relation to modern treaties in effect. The assessment did not identify any modern treaty implications or obligations.

The Department has taken a distinctions-based engagement approach with Indigenous Peoples:

- Inviting representatives of National Indigenous Organizations (NIOs) to informational webinars;

de 40 t/GWh si le groupe peut prouver qu'il est capable de fonctionner à 30 t/GWh (c'est-à-dire fournir de la documentation démontrant que le groupe a fonctionné à 30 t/GWh ou moins pendant deux périodes d'au moins 12 heures consécutives, avec au moins 4 mois entre ces deux périodes au cours d'une année de conformité donnée) et que :

- Le groupe ne peut utiliser l'exception que pendant les sept années suivant la date de mise en service du système CSC ou jusqu'au 31 décembre 2039, selon la première éventualité.
- Pendant cette période de 7 ans, un groupe dont le système de CSC ne permet pas d'atteindre 30 t/GWh en moyenne annuelle peut continuer à fonctionner pendant que la personne responsable du groupe prend les mesures nécessaires pour améliorer le rendement des émissions du groupe afin qu'il atteigne la norme de rendement de 30 t/GWh en moyenne annuelle. Ces mesures peuvent comprendre plusieurs séries d'essais d'émissions, l'évaluation des défauts de performance du système de CSC, la conception d'une solution permettant un fonctionnement à 30 t/GWh, la construction/mise en œuvre de la solution et sa mise en service. Sur la base des délais associés aux rénovations majeures des groupes de production d'électricité, on estime que 7 ans suffiraient amplement pour prendre les mesures nécessaires à l'amélioration des performances du système de CSC. D'ici à 2040, les systèmes de CSC devraient s'être améliorés au point que cette flexibilité ne sera plus nécessaire.
- L'exception CSC garantit que les systèmes CSC soient conçus pour atteindre un taux de captage du carbone ambitieux, tout en permettant une certaine flexibilité au cas où des circonstances opérationnelles rendraient difficile l'atteinte initiale de ce taux de manière cohérente.

Obligations découlant des traités modernes et consultation des populations autochtones

Comme l'exige la [Directive du cabinet sur l'approche fédérale pour la mise en œuvre des traités modernes](#), une évaluation des implications des traités modernes a été réalisée pour le projet de règlement. L'évaluation a porté sur le champ d'application géographique et l'objet du projet de règlement par rapport aux traités modernes en vigueur. L'évaluation n'a pas mis en évidence de conséquences ou d'obligations découlant de traités modernes.

Le ministère a adopté une approche de consultation basée sur les distinctions avec les peuples autochtones :

- en invitant des représentants d'organisations nationales autochtones (ONA) à des webinaires d'information;

- Meeting bilaterally with NIOs and extending an open offer to continue meeting on a bilateral basis; and
- Hosting a specific webinar for First Nations to hold a conversation about the proposed Regulations.

Indigenous interested parties have identified energy affordability as a concern that is becoming more acute and recommended that the design of the proposed Regulations protect electricity affordability. Some also expressed that there is strong Indigenous awareness about the impact of health risks from burning fossil fuels and an interest in understanding the benefits of reduced air pollutants that the proposed Regulations could create.

The Department notes that

- Separate from the proposed Regulations and their objectives, the Government of Canada has announced, developed and implemented complementary measures to help support the transition, including funding, that is either targeted for Indigenous-led projects or is available to Indigenous-led projects, thereby indirectly reducing the proposed Regulations' impact on rates;
- The proposed Regulations would include flexibilities that help utilities manage the cost impact of their electricity system while maintaining reliability;
- The Department has engaged with Indigenous-led organizations with insight into energy affordability in Indigenous communities in order to understand the potential impacts of the Regulations on electricity affordability. This engagement will continue during development of the Regulations; and
- The potential health benefits of the proposed Regulations are discussed further in this regulatory impact analysis statement.

The Department also heard about intersections between the proposed Regulations and broader concerns surrounding economic reconciliation and the participation of Indigenous Peoples in the clean energy transition, particularly through economic participation.

In addition to the above considerations, the Department has reviewed all questions and comments received from Indigenous interested parties and will continue to consider them in the development of the proposed Regulations. Some issues being raised, including Indigenous communities' views on the energy transition and economic participation, are of interest not just in the context

- en ayant des réunions bilatérales avec les ONA et une offre de poursuivre les réunions sur une base bilatérale;
- en organisant un webinaire spécifique pour les Premières Nations afin d'engager une conversation sur le projet de règlement.

Les parties intéressées autochtones ont indiqué que l'abordabilité de l'énergie était une préoccupation de plus en plus aiguë et ont recommandé que la conception du projet de règlement protège l'abordabilité de l'électricité. Certaines ont également indiqué que les autochtones sont très sensibilisés aux risques pour la santé liés à l'utilisation de combustibles fossiles et qu'ils souhaitent comprendre les avantages de la réduction des polluants atmosphériques que le projet de règlement pourrait entraîner.

Le ministère note que :

- indépendamment du projet de règlement et de ses objectifs, le gouvernement du Canada a annoncé, élaboré et mis en œuvre des mesures complémentaires pour faciliter la transition, notamment du financement destiné à des projets menés par des autochtones ou accessibles à des projets menés par des autochtones, ce qui réduit indirectement les répercussions du projet de règlement sur les tarifs;
- le projet de règlement comprendrait des flexibilités qui aideraient les services publics à gérer les répercussions des coûts de leur réseau électrique tout en maintenant la fiabilité;
- le ministère s'est engagé avec des organisations dirigées par des autochtones ayant connaissance de l'abordabilité de l'énergie dans les communautés autochtones afin de comprendre les répercussions potentielles du Règlement sur l'abordabilité de l'électricité. Cet engagement se poursuivra tout au long de l'élaboration du Règlement;
- les avantages potentiels pour la santé découlant du projet de règlement sont examinés plus en détail dans le présent Résumé de l'étude d'impact de la réglementation (REIR).

Le ministère a également entendu parler des intersections entre le projet de règlement et les préoccupations plus générales concernant la réconciliation économique et la participation des peuples autochtones à la transition vers l'énergie propre, en particulier par le biais de la participation économique.

Outre les considérations ci-dessus, le ministère a examiné toutes les questions et tous les commentaires reçus de la part des parties autochtones intéressées et continuera à les prendre en compte dans l'élaboration du projet de règlement. Certaines questions soulevées, notamment le point de vue des communautés autochtones sur la transition énergétique et la participation économique, présentent un

of the proposed Regulations, but also for the broader clean electricity transition.

Instrument choice

The *Cabinet Directive on Regulation* (CDR) requires departments and agencies to assess the full suite of instruments available (both regulatory and non-regulatory) under federal acts and regulations to select the most effective and appropriate instrument or mix of instruments to address a policy issue. Considering the urgency to address climate change and Canada's climate change goals towards becoming a net-zero GHG emissions economy by 2050, a transformational change will be required in every sector of the Canadian economy including the electricity-generating sector.

Transforming electricity systems must occur much earlier than 2050, since it requires growth of electricity supply to support the use of more electric technologies, such as electric transportation, heating and cooling of buildings, solutions for various industrial processes and that the electricity generated results in net-zero GHG emissions. If this transformation is not under way by 2035 there is a risk that Canada may not meet its climate change goals of becoming a net-zero GHG emissions economy by 2050.

In determining the most effective and appropriate instrument or mix of instruments that would ensure the electricity-generating sector is on a path to achieve the required transformation by 2035, the Department considered the current federal regulatory regime affecting the sector in the baseline scenario (status quo), including non-regulatory actions. It was determined that the current federal regulatory regime does not ensure that the sector would achieve the required transformation by 2035 and therefore federal regulations would be required. A summary of this assessment is given below:

Baseline scenario / no new controls

The baseline scenario approach involves maintaining existing restrictions on emissions of coal-fired electricity as set out in the *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations*, which generally set a performance standard of 420 t/GWh. In addition, the baseline scenario approach involves maintaining existing restrictions on emissions of natural gas electricity generation set out in the *Regulations Amending the Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations*. These latter Regulations set an emission intensity standard of 420 t/GWh for natural gas boilers or combustion engine

intérêt non seulement dans le contexte du projet de règlement, mais aussi dans celui plus large de la transition vers l'électricité propre.

Choix de l'instrument

La *Directive du Cabinet sur la réglementation* (DCR) exige des ministères et des agences qu'ils évaluent l'ensemble des instruments disponibles (réglementaires et non réglementaires) en vertu des lois et règlements fédéraux afin de sélectionner l'instrument ou la combinaison d'instruments le plus efficace et le plus approprié pour traiter une question de politique générale. Compte tenu de l'urgence de la lutte contre le changement climatique et des objectifs du Canada en la matière, à savoir devenir une économie carboneutre d'ici 2050, un changement transformationnel sera nécessaire dans tous les secteurs de l'économie canadienne, y compris le secteur de la production d'électricité.

La transformation des réseaux électriques doit intervenir bien avant 2050, car elle nécessite une croissance de l'offre d'électricité pour soutenir l'utilisation accrue de technologies électriques, telles que le transport électrique, le chauffage et la climatisation des bâtiments, les solutions pour divers processus industriels, et que l'électricité produite entraîne des émissions carboneutres. Si cette transformation n'est pas engagée d'ici 2035, le Canada risque de ne pas atteindre ses objectifs en matière de changement climatique, à savoir devenir une économie carboneutre d'ici 2050.

Pour déterminer l'instrument ou le mélange d'instruments le plus efficace et le plus approprié qui garantirait que le secteur de la production d'électricité est sur la bonne voie pour réaliser la transformation requise d'ici 2035, le ministère a pris en compte le régime réglementaire fédéral actuel qui affecte le secteur dans le scénario de référence (statu quo), y compris les actions non réglementaires. Il a été déterminé que le régime réglementaire fédéral actuel ne garantit pas que le secteur atteindrait la transformation requise d'ici 2035 et que, par conséquent, une réglementation fédérale est nécessaire. Un résumé de cette évaluation est présenté ci-dessous :

Scénario de référence/aucun nouveau contrôle

L'approche du scénario de référence implique le maintien des restrictions existantes sur les émissions de l'électricité produite à partir du charbon, telles que définies dans le *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon*, qui fixe généralement une norme de rendement de 420 t/GWh. En outre, l'approche du scénario de référence implique le maintien des restrictions existantes sur les émissions de la production d'électricité à partir de gaz naturel définies dans le *Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel*. Celui-ci fixe une norme

units that are 150 MW and greater and an emission intensity standard of 550 t/GWh for combustion engine units that are under 150 MW.

As of 2030, electricity generation capacity from gaseous fuel that meets specified criteria and that was put in place on or after January 1, 2021, whether at an existing or new facility, would be fully exposed to the carbon price. Any such electricity generation capacity that existed prior to 2021 would be subject to the carbon price only for the portion of GHG emissions above the OBS of 370 t/GWh. In the baseline scenario, unabated natural gas generation and associated GHG emissions would be expected to rise in future years as more electric technologies are implemented (e.g. electric transportation) in Canada. This would limit the ability for Canada to achieve net-zero GHG emissions economy-wide by 2050. Most electricity generating facilities are subject to carbon pollution pricing under the federal *Output Based Pricing System Regulations* (OBPSR), or under provincial or territorial systems that meet the federal benchmark (i.e. the minimum national stringency criterion that all carbon pricing systems in Canada must meet). Under the OBPSR, electricity generation facilities that are covered under the federal system must provide compensation for GHG emissions that are above their facility emissions limit. Compensation can be provided by paying the excess emissions charge (\$65/tonne of CO₂e in 2023, increasing to \$170/tonne in 2030), or by providing one compliance unit (surplus credit, offset credit or recognized provincial offset credit) for each tonne of emissions above their limit. If emissions are below their limit, facilities receive surplus credits for the quantity between the actual emissions and the emissions limit, which can be sold or banked to meet future compliance obligations.

Under the OBPSR, emissions limits are calculated by multiplying a facility's production by the relevant output-based standard (OBS) associated with the activity, which can be considered a free allocation. Electricity generation is subject to different OBSs based on fuel type. For solid fuel, the OBS started at 800 t/GWh in 2019 and will decrease to 370 t/GWh in 2030. For liquid fuel, the OBS is 500 t/GWh and for gaseous fuel, the OBS is 370 t/GWh. In addition, gas-fired electricity generation facilities that start generating electricity on or after January 1, 2021, and that meet certain size and other designed requirements have an OBS of 370 t/GWh in 2021 decreasing to 0 t/GWh in 2030. This means that in 2030, new gaseous electricity facilities would have no free allocation and would therefore pay for 100% of the GHG emissions emitted from the

de rendement de 420 t/GWh pour les chaudières à gaz naturel ou les moteurs à combustion de 150 MW et plus, et une norme de rendement de 550 t/GWh pour les moteurs à combustion de moins de 150 MW.

À partir de 2030, la capacité de production d'électricité à partir de combustibles gazeux qui répond à des critères précis et qui a été mise en place le 1^{er} janvier 2021 ou après cette date, qu'il s'agisse d'une installation existante ou d'une nouvelle installation, serait entièrement exposée au prix du carbone. Toute capacité de production d'électricité existant avant 2021 ne serait soumise au prix du carbone que pour la partie des émissions de GES dépassant une norme de rendement de 370 t/GWh. Dans le scénario de référence, la production au gaz naturel sans dispositif de réduction des émissions, ainsi que les GES associés, devrait augmenter dans les années à venir, à mesure que davantage de technologies électriques seront mises en œuvre (par exemple le transport électrique) au Canada. Cela limiterait la capacité du Canada à atteindre la carboneutralité dans l'ensemble de l'économie d'ici 2050. La plupart des installations de production d'électricité sont soumises à la tarification de la pollution par le carbone en vertu du *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement* (RSTFR), ou en vertu de systèmes provinciaux ou territoriaux qui satisfont au critère de référence fédéral (c'est-à-dire le critère national de rigueur minimale que tous les systèmes de tarification du carbone au Canada doivent respecter). En vertu du RSTFR, les installations de production d'électricité couvertes par le système fédéral doivent fournir une compensation pour les émissions de GES qui dépassent la limite d'émissions de l'installation. La compensation peut se faire en payant la redevance sur les émissions excédentaires (65 \$/tonne de CO₂e en 2023, puis 170 \$/tonne de CO₂e en 2030) ou en fournissant une unité de conformité (crédit excédentaire, crédit compensatoire ou crédit compensatoire provincial reconnu) pour chaque tonne d'émissions dépassant leur limite. Si les émissions sont inférieures à leur limite, les installations reçoivent des crédits excédentaires pour la quantité entre les émissions réelles et la limite d'émissions, qui peuvent être vendus ou mis en réserve pour satisfaire aux obligations de conformité futures.

Dans le cadre du RSTFR, les limites d'émissions sont calculées en multipliant la production d'une installation par la norme de rendement associée à l'activité, qui peut être considérée comme une allocation gratuite. La production d'électricité est soumise à différentes normes basées sur la production en fonction du type de combustible. Pour les combustibles solides, la norme de rendement a commencé à 800 t/GWh en 2019, et diminuera jusqu'à 370 t/GWh en 2030. Pour les combustibles liquides, la norme de rendement est de 500 t/GWh et pour les combustibles gazeux, la norme de rendement est de 370 t/GWh. En outre, les installations de production d'électricité alimentée par les combustibles gazeux qui commencent à produire de l'électricité le 1^{er} janvier 2021 ou après cette date et qui répondent à certaines exigences en matière de taille et de

facility. Modelling by the Department indicates that electricity sector emissions would not decrease sufficiently so as to meet the objectives of the proposed Regulations and could, in fact, increase significantly in the coming decades.

The Government of Canada has core infrastructure investment programs that focus on clean energy system infrastructure with total combined investments of nearly \$10 billion. This includes programs such as the *Smart Renewables Electrification Pathways Program* (SREP), a \$1.57 billion program, including \$600 million announced in Budget 2022, that provides support for smart renewable energy and electrical grid modernization projects, including projects that support capacity building. From December 2021 to February 2023, the SREP provided funding for about \$164.5 million.²⁷ In Budget 2023, the Government of Canada announced an increase in funding of \$3 billion for the SREP.

The Government of Canada provides low-interest financing to clean electricity projects through a variety of mechanisms, including investments and financing from the Canada Infrastructure Bank (CIB) and Strategic Innovation Fund, as well as federal tax incentives. These initiatives total more than \$20 billion. This includes the *Canada Growth Fund* (\$15 billion to fund investments in support of a net-zero GHG emissions economy) and funding for the clean power sector announced in Budget 2023 through the *Canada Infrastructure Bank* (\$10 billion through the clean power priority area for building of major clean electricity).

The Government of Canada expects that these investment programs will be of critical importance, as they would work in tandem with the proposed Regulations to help achieve Canada's goals of transforming the electricity system by 2035 to help achieve a net-zero emissions economy by 2050.

conception ont une norme de rendement de 370 t/GWh en 2021, norme qui diminue jusqu'à 0 t/GWh en 2030. Cela signifie qu'en 2030, les nouvelles installations de production d'électricité alimentées par les combustibles gazeux ne bénéficieront d'aucune allocation gratuite et devront donc payer 100 % des émissions de GES émises par l'installation. La modélisation effectuée par le ministère indique que les émissions du secteur de l'électricité ne diminueraient pas suffisamment pour atteindre les objectifs du projet de règlement et pourraient en fait augmenter de manière significative au cours des prochaines décennies.

Le gouvernement du Canada dispose de programmes d'investissement dans les infrastructures de base qui se concentrent sur l'infrastructure de réseaux d'énergie propre, avec des investissements combinés totaux de près de 10 milliards de dollars. Cela comprend des programmes tels que le *Programme des énergies renouvelables intelligentes et de trajectoires d'électrification* (ÉRITE) de Ressources naturelles Canada, un programme de 1,57 milliard de dollars, dont 600 millions de dollars annoncés dans le budget 2022, qui fournit un soutien aux projets d'énergie renouvelable intelligente et de modernisation du réseau électrique, y compris les projets qui soutiennent le renforcement des capacités. De décembre 2021 à février 2023, le ÉRITE a fourni un financement d'environ 164,5 millions de dollars²⁷. Dans le budget 2023, le gouvernement du Canada a annoncé une augmentation du financement de 3 milliards de dollars pour le ÉRITE.

Le gouvernement du Canada fournit un financement à faible taux d'intérêt aux projets d'électricité propre par le biais de divers mécanismes, y compris les investissements et le financement de la Banque de l'infrastructure du Canada (BIC) et du Fonds stratégique pour l'innovation, ainsi que des incitations fiscales fédérales. Ces initiatives totalisent plus de 20 milliards de dollars. Cela comprend le *Fonds de Croissance du Canada Inc.* (15 milliards de dollars pour financer des investissements à l'appui d'une économie à zéro émission de GES) et le financement du secteur de l'énergie propre annoncé dans le budget 2023 par l'intermédiaire de la *Banque de l'infrastructure du Canada* (10 milliards de dollars dans le cadre du domaine prioritaire de l'énergie propre pour la construction d'importantes centrales électriques propres).

Le gouvernement du Canada s'attend à ce que ces programmes d'investissement soient d'une importance cruciale, car ils fonctionneraient en tandem avec le projet de règlement pour aider à atteindre les objectifs du Canada en transformant le réseau électrique avant 2035 pour aider à atteindre une économie carboneutre d'ici 2050.

²⁷ Source: Projects funded to date - Smart Renewables and Electrification Pathways Program (canada.ca)

²⁷ Source : Projets financés à ce jour - Programme des énergies renouvelables intelligentes et de trajectoires d'électrification (canada.ca)

Using carbon pricing to reduce electricity sector emissions

Currently, the minimum national stringency criteria for carbon pricing systems (the federal benchmark) require that explicit carbon price-based systems, such as the federal Output-Based Pricing System, be designed such that the marginal price signal is equal to the benchmark price but allows systems to apply lower average carbon costs to industrial facilities to mitigate carbon leakage and competitiveness risks that can arise due to carbon pricing. Systems do this by requiring facilities to pay the carbon price for emissions above an emissions limit and issuing tradeable credits for facilities that emit below that limit. This approach creates a price signal at the benchmark price on every tonne of emissions but because facilities don't have to pay the carbon price on all of their emissions, it reduces average carbon costs and risk of carbon leakage and adverse competitiveness impacts.

Reducing GHG emissions from the electricity sector could be achieved by ensuring that a high carbon price is paid for every tonne of electricity emissions. If electricity generators had to pay the carbon price for every tonne of emissions, their average carbon costs would increase. The Department has conducted various modelling exercises and determined that a carbon price of \$170/tonne applied to every tonne of electricity sector emissions does not move the sector far enough towards net zero by 2035. Furthermore, in a high-demand modelling scenario, a carbon price of \$170/tonne was not found to be sufficiently high so as to make near-zero emission electricity generation technologies significantly more competitive than emitting technologies; if non-emitting and near-zero emission generation technologies are not the most cost competitive options, it is expected that sector emissions would increase. Therefore, while requiring the carbon price to be paid on every tonne of emissions from electricity generation would be expected to achieve additional emission reductions, it would not achieve reductions to the extent needed to achieve the required emission reductions towards net-zero by 2035.

Moreover, the carbon pollution pricing systems in Canada are an economy-wide tool that provides a strong price incentive to reduce emissions in the most cost-effective manner across all emission sources it covers. It provides this strong incentive by its design, which does not set specific limits for emissions from individual sectors. They do not guarantee a certain level of reductions from a specific sector and as such, are not the right tool to ensure achievement of the objective of a net-zero electricity sector.

Utiliser le système de tarification du carbone pour réduire les émissions du secteur de l'électricité

Actuellement, les critères nationaux minimaux de rigueur pour les systèmes de tarification du carbone (la référence fédérale) exigent que les systèmes explicites basés sur le prix du carbone, tels que le système fédéral de tarification basé sur la production, soient conçus de manière à ce que le signal de prix marginal soit égal au prix de référence, mais permettent aux systèmes d'appliquer des coûts moyens du carbone plus faibles aux installations industrielles afin d'atténuer les risques de fuite de carbone et de compétitivité qui peuvent survenir en raison de la tarification du carbone. Pour ce faire, les systèmes exigent des installations qu'elles paient le prix du carbone pour les émissions qui dépassent une limite d'émission et délivrent des crédits négociables aux installations qui émettent moins que cette limite. Cette approche crée un signal de prix au prix de référence pour chaque tonne d'émissions, mais comme les installations n'ont pas à payer le prix du carbone pour toutes leurs émissions, elle réduit les coûts moyens du carbone et le risque de fuite de carbone et d'effets négatifs sur la compétitivité.

La réduction des émissions de GES provenant du secteur de l'électricité pourrait être obtenue en veillant à ce qu'un prix du carbone élevé soit payé pour chaque tonne d'émissions de l'électricité. Si les producteurs d'électricité devaient payer le prix du carbone pour chaque tonne d'émissions, leur coût moyen du carbone augmenterait. Le ministère a effectué plusieurs exercices de modélisation et a déterminé qu'un prix du carbone de 170 \$/tonne appliqué à chaque tonne d'émissions du secteur de l'électricité ne permettrait pas au secteur de se rapprocher suffisamment de l'objectif de carboneutralité d'ici 2035. En outre, dans un scénario de modélisation à forte demande, un prix du carbone de 170 \$/tonne n'a pas été jugé suffisamment élevé pour rendre les technologies de production d'électricité peu émettrices nettement plus compétitives que les technologies émettrices; si les technologies de production peu et non émettrices ne sont pas les options les plus compétitives en termes de coûts, on s'attend à ce que les émissions du secteur augmentent. Par conséquent, si le fait d'exiger que le prix du carbone soit payé pour chaque tonne d'émissions provenant de la production d'électricité devait permettre d'obtenir des réductions d'émissions supplémentaires, cela ne permettrait pas d'obtenir les réductions nécessaires pour atteindre l'objectif de carboneutralité d'ici 2035.

En outre, les systèmes de tarification de la pollution par le carbone au Canada sont un outil économique qui incite fortement à réduire les émissions de la manière la plus rentable possible pour toutes les sources d'émissions qu'il couvre. Cette forte incitation est due à sa conception, qui ne fixe pas de limites spécifiques pour les émissions des différents secteurs. Elles ne garantissent pas un certain niveau de réduction dans un secteur spécifique et ne sont donc pas l'outil approprié pour garantir la réalisation de l'objectif d'un secteur de l'électricité carboneutre.

In the absence of a regulated standard, it is likely to be more economic for utilities to (i) continue to use unabated natural gas to generate reliable baseload power and pay an increased price on pollution, or (ii) to acquire and remit surplus or offset credits. In the absence of other constraints, this would be the choice generators would likely make rather than transition their generating equipment to produce reliable, near-zero emission electricity through technological solutions like wind or solar coupled with energy storage or natural gas coupled with modern CCS technology. Overall, analysis by the Department indicates that requiring electricity generators to pay a high carbon price on all of their emissions would not be sufficient on its own, to guarantee that the electricity sector would achieve by 2035, the transformation required to support Canada's climate change goal of becoming a net-zero GHG emissions economy by 2050.

The proposed regulatory approach

Reducing GHG emissions to transition towards a net-zero electricity system and to support a net-zero emissions economy by 2050 would require a planned and permanent transition away from unabated electricity generation. The proposed Regulations would build on the existing regulatory framework for the electricity sector to continue progress towards the permanent transition away from unabated fossil-fired electricity generation to low or non-emitting sources of generation. Significant progress in this direction could be accomplished through the application of stringent performance standards within the 2035 time frame. The proposed performance standard would require fossil fuel-fired generation to be abated in order to provide baseload generation. This approach would also provide a clear regulatory reference point that lays out what would constitute clean electricity, while providing power producers with timelines adequate to adjust their capital investment plans. However, given that the proposed performance standard would be set at a non-zero value and that the proposed regulatory approach would include several compliance flexibilities, the electricity generation sector would continue to have low levels of residual emissions. Additional actions would be needed before the electricity generation sector could fully achieve net-zero emissions.

Within the proposed regulatory approach, the Department considered several options for key parameters including the emissions performance standard, compliance flexibilities, capacity threshold, industrial generation coverage and an End of Prescribed Life. The impacts of varying these parameters are assessed in the sensitivity analysis section of the RIAS.

En l'absence de norme réglementée, il sera probablement plus économique pour les services publics (i) de continuer à utiliser du gaz naturel sans dispositif de réduction des émissions pour produire une énergie de base fiable et de payer un prix plus élevé pour la pollution, ou (ii) d'acquérir et de transférer des crédits excédentaires ou compensatoires. En l'absence d'autres contraintes, c'est le choix que feraient probablement les producteurs plutôt que de transformer leur équipement de production pour produire de l'électricité fiable à émissions quasi nulles grâce à des solutions technologiques telles que l'énergie éolienne ou solaire associée au stockage de l'énergie ou le gaz naturel associé à une technologie moderne de captage et de stockage du carbone (CSC). Dans l'ensemble, l'analyse du ministère indique que le fait d'exiger des producteurs d'électricité qu'ils paient un prix du carbone élevé sur toutes leurs émissions ne serait pas suffisant en soi pour garantir que le secteur de l'électricité réalise d'ici 2035 la transformation nécessaire pour soutenir l'objectif du Canada en matière de changement climatique, à savoir devenir une économie carboneutre d'ici 2050.

L'approche réglementaire proposée

La réduction des émissions de GES pour parvenir à un réseau électrique carboneutre et pour soutenir une économie carboneutre d'ici 2050 nécessiterait une transition planifiée et permanente vers l'abandon de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles. Le projet de règlement s'appuie sur le cadre réglementaire existant pour le secteur de l'électricité afin de poursuivre la transition permanente de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles vers des sources de production peu ou non émettrices. Des progrès significatifs dans cette direction pourraient être accomplis grâce à l'application de normes de rendement strictes à l'horizon 2035. La norme réglementaire exigerait la production d'électricité au gaz naturel à avoir des dispositifs de réduction des émissions afin de fournir une production de base. Cette approche fournirait également un point de référence réglementaire clair qui définirait ce qui constitue de l'électricité propre, tout en fournissant aux producteurs d'électricité des délais suffisants pour adapter leurs plans d'investissement. Toutefois, étant donné que la norme de rendement proposée serait fixée à une valeur non nulle et que l'approche réglementaire proposée inclurait plusieurs flexibilités en matière de conformité, le secteur de la production d'électricité continuerait à avoir de faibles niveaux d'émissions résiduelles. Des actions supplémentaires seraient nécessaires avant que le secteur de la production d'électricité ne parvienne à la carboneutralité.

Dans le cadre de l'approche du projet de règlement, le ministère a envisagé plusieurs options pour les paramètres clés, notamment la norme de rendement en matière d'émissions, les marges de manœuvre en matière de conformité, le seuil de capacité, la couverture de la production industrielle et la fin de la vie réglementaire. Les effets de la variation de ces paramètres sont évalués dans la section du REIR consacrée à l'analyse de sensibilité.

Regulatory analysis

Benefits and costs

Data sources and analytical parameters

A cost-benefit analysis (CBA) is undertaken to determine the incremental impacts (costs and benefits) accrued under a regulatory scenario relative to those accrued under a baseline scenario. For this proposal, the CBA compares the difference in impacts between a scenario with the proposed Regulations and a scenario without them. The main driver of incremental impacts for the proposed Regulations is the electricity system mix modelled in the baseline scenario versus that modelled in the regulatory scenario. In the CBA, electricity system mix refers to the set of infrastructure that makes up the electricity system (e.g. non-emitting generation assets, abated emitting generation assets, emitting generation assets, storage assets and transmission lines that connect between electric utility systems), the technical specifications of that infrastructure (e.g. capacity, generation, fuel usage, emissions intensity, operation and maintenance factors) and the usage of that infrastructure (e.g. electricity system only generation, industrial generation, back-up or emergency generation). Under the proposed Regulations, Canada's electricity system mix would shift towards low or non-emitting sources of electricity generation more quickly and to a greater extent than it would under the baseline scenario and there would be greater investment in storage and transmission capacity.

The electricity system mix and related factors that could be realized under a baseline scenario versus under a regulatory scenario were projected by two departmental models. The first model is NextGrid, which is a capacity expansion model that identifies optimal investment and operation decisions across Canada's electricity system, minimizing the system-wide (national) cost of meeting demand subject to many constraints including policy parameters, system reliability and resource availability (e.g. geological constraints). The second model is the Energy, Emissions and Economy Model for Canada (E3MC), which itself contains two components. The first component of E3MC is Energy 2020 (E2020), which is an integrated, multi-region, multi-sector North American model that simulates the supply, price and demand for all fuels. E2020 estimates energy output and prices for each sector in regulated and unregulated markets and simulates how energy prices and government measures may affect the choices that consumers and businesses make when they buy and use energy. E2020's outputs include changes in energy use, energy prices, greenhouse gas emissions, air pollutant emissions, investment costs and possible cost savings from measures, which are used to identify the direct effects stemming from measures aimed at reducing GHG emissions. The resulting savings and investments

Analyse réglementaire

Avantages et coûts

Sources de données et paramètres analytiques

Une analyse coûts-avantages (ACA) est réalisée pour déterminer les répercussions supplémentaires (coûts et avantages) d'un scénario réglementaire par rapport à ceux d'un scénario de référence. Pour ce projet de règlement, l'ACA compare les répercussions d'un scénario avec le projet de règlement à ceux d'un scénario sans celui-ci. Le principal facteur de répercussions différentielles pour le projet de règlement est la composition du réseau électrique modélisé dans le scénario de référence par rapport à celui modélisé dans le scénario réglementaire. Dans l'ACA, la composition du réseau électrique fait référence à l'ensemble des infrastructures qui composent le réseau électrique (p. ex. production sans émission, production émettrice avec dispositif de réduction des émissions, production émettrice, stockage, lignes de transmission reliant les réseaux de services publics d'électricité), aux spécifications techniques de ces infrastructures (p. ex. capacité, production, utilisation de combustibles, intensité des émissions, facteurs d'opération et de maintenance) et à l'utilisation de ces infrastructures (p. ex. réseau électrique seulement, production, production industrielle, production d'appoint ou d'urgence). En vertu du projet de règlement, la composition du réseau électrique du Canada évoluerait vers des sources de production d'électricité peu ou non émettrices plus rapidement et dans une plus grande mesure que dans le scénario de référence, et il y aurait plus d'investissement dans le stockage et la transmission.

La composition du réseau électrique et les facteurs connexes qui pourraient être réalisés dans le cadre d'un scénario de référence par rapport à un scénario réglementaire ont été projetés par deux modèles ministériels. Le premier modèle, NextGrid, est un modèle d'expansion de la capacité qui identifie les décisions optimales d'investissement et d'exploitation dans le réseau électrique canadien, en minimisant les coûts à l'échelle du réseau (national) afin de satisfaire la demande, sous réserve de plusieurs contraintes telles que les paramètres des politiques, la fiabilité du réseau et la disponibilité des ressources (ex. : contraintes géologiques). Le deuxième modèle est le modèle Énergie, émissions et économie du Canada (E3MC), qui comprend lui-même deux composantes. La première composante du modèle E3MC est Énergie 2020 (E2020), un modèle nord-américain intégré, multirégional et multisectoriel qui simule l'offre, le prix et la demande de tous les combustibles. E2020 estime la production et les prix de l'énergie pour chaque secteur sur les marchés réglementés et non réglementés, et simule la manière dont les prix de l'énergie et les mesures gouvernementales peuvent affecter les choix des consommateurs et des entreprises lorsqu'ils achètent et utilisent de l'énergie. Les résultats d'E2020 comprennent des changements dans la consommation d'énergie, les prix de l'énergie, les

from E2020 are then used as inputs into the second component of E3MC, The Informetrica Model (TIM). TIM is used to examine consumption, investment, production and trade decisions in the whole economy. It captures the interactions among industries, as well as the implications for changes in producer prices, relative final prices and income. It also factors in government fiscal balances, monetary flows and interest and exchange rates. TIM projects the direct impacts on the economy's final demand, output, employment, price formation and sectoral income that result from various policy choices. These, in turn, permit an estimation of the effect of climate change policy and related impacts on the national economy.²⁸

NextGrid and E3MC are capable of modelling electricity system mixes in Canada out to 2050 and base their results on optimization algorithms and constraints that are distinct to each model, utilizing data from a multitude of sources including Statistics Canada and ongoing collaboration with provinces and utilities. To the extent possible and where appropriate, underlying assumptions and application of the proposed Regulations have been aligned between E3MC and NextGrid to produce results from both models that can be used in tandem throughout the CBA. In the CBA, electricity system mix in the baseline scenario was modelled by E3MC, while electricity system mix in the policy scenario was modelled by NextGrid and E3MC. Specifically, NextGrid modelled the decisions that may be made by existing units that do not meet the CO₂ emissions intensity limit starting in 2035 (i.e. retire early, retrofit with CCS, or change operation regime to operate under the mass-based emission/duration flexibility), while E3MC modelled the decisions that may be made by all other units. NextGrid was also used to model and cost out new interprovincial transmission lines that may be constructed in the regulatory scenario. Aside from those transmission lines, all other electricity system and economy-wide cost inputs used in the CBA were derived by E3MC. The CBA uses outputs from E3MC and NextGrid to present a distribution of impacts deemed attributable to the proposed Regulations, while acknowledging a variety of external economic and environmental changes that may occur over the analytical period by using conservative assumptions where appropriate and by testing alternative parameters in sensitivity analysis.

²⁸ The methodology for developing emissions scenarios in E3MC is described in Annex 7 of Chapter 5 in [Canada's 8th National Communication and 5th Biennial Report \(2022\)](#), and key data sources used within the model are presented in the 2023 report on [Canadian Environmental Sustainability Indicators](#).

émissions de gaz à effet de serre, les émissions de polluants atmosphériques, les coûts d'investissement et les économies possibles grâce aux mesures, qui sont utilisées pour identifier les effets directs des mesures visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les économies et les investissements résultant d'E2020 sont ensuite utilisés comme intrants dans la deuxième composante d'E3MC, le modèle Informetrica (TIM). Le TIM est utilisé pour examiner les décisions de consommation, d'investissement, de production et de commerce dans l'ensemble de l'économie. Il saisit les interactions entre les industries, ainsi que les implications des changements dans les prix à la production, les prix finaux relatifs et les revenus. Il tient également compte des soldes budgétaires des gouvernements, des flux monétaires et des taux d'intérêt et de change. TIM projette les répercussions directes sur la demande finale, la production, l'emploi, la formation des prix et le revenu sectoriel de l'économie qui résultent des différents choix politiques. Ceux-ci permettent à leur tour d'estimer l'effet des politiques en lien avec le changement climatique et des répercussions connexes sur l'économie nationale²⁸.

NextGrid et E3MC sont capables de modéliser la composition des réseaux électriques au Canada jusqu'en 2050 et fondent leurs résultats sur des algorithmes d'optimisation et des contraintes qui sont distinctes pour chaque modèle, en utilisant des données provenant d'une multitude de sources, y compris Statistique Canada et une collaboration continue avec les provinces et les services publics. Dans la mesure du possible et le cas échéant, les hypothèses sous-jacentes et l'application du projet de règlement ont été harmonisées entre E3MC et NextGrid afin de produire des résultats à partir des deux modèles qui peuvent être utilisés en tandem tout au long de l'ACA. Dans l'ACA, la composition du réseau électrique dans le scénario de référence a été modélisée par E3MC, tandis que la composition du réseau électrique dans le scénario de référence a été modélisée par NextGrid et E3MC. Plus précisément, NextGrid a modélisé les décisions que peuvent prendre les groupes existants qui ne respectent pas la limite d'intensité des émissions de CO₂ à partir de 2035 (c.-à-d. mise hors service anticipée, mise à niveau avec systèmes de CSC, changement du régime d'exploitation pour opérer selon la flexibilité basée sur les heures d'opérations et la masse d'émissions), tandis que E3MC a modélisé les décisions que peuvent prendre tous les autres groupes. NextGrid a également été utilisé pour modéliser et chiffrer les nouvelles lignes de transmission interprovinciales qui pourraient être construites dans le cadre du scénario réglementaire. Hormis ces lignes de transmissions, tous les autres coûts du réseau électrique et de l'ensemble de l'économie utilisés dans l'ACA ont été calculés par E3MC. L'ACA utilise les résultats d'E3MC et de NextGrid pour

²⁸ La méthodologie d'élaboration des scénarios d'émissions dans E3MC est décrite à l'annexe 7 du chapitre 5 de la [8^e communication nationale et 5^e rapport biennal du Canada \(2022\)](#), et les principales sources de données utilisées dans le modèle sont présentées dans le [rapport de 2023 sur les indicateurs canadiens de durabilité de l'environnement](#).

It is important to note that the proposed Regulations do not prescribe any particular compliance pathway onto any particular unit that does not meet the CO₂ emissions intensity limit starting in 2035. All results presented in the RIAS represent a modelled scenario indicating what may occur in response to the proposed Regulations based on reasonable constraints and assumptions (i.e. central case modelling). The central case scenario does not represent the only path that the electricity-generating sector could take to comply with the regulatory requirements and should not be interpreted as being more probable than other potential paths. Likewise, it is important to acknowledge the vast degree of uncertainty when modelling structural changes associated with economic decarbonization over a long-time horizon. A wide range of outcomes are ultimately possible, which could be driven by new or unanticipated technological development, alongside macroeconomic factors, demographic shifts and policy landscapes at all levels of government that may fundamentally alter baseline modelling.

Under the proposed Regulations, certain administrative costs to industry would begin in 2024 upon anticipated registration of the Regulations. Results from E3MC indicate that changes to Canada's electricity system mix and associated changes to system costs could begin as early as 2026 in anticipation of the CO₂ emission intensity limit coming into force starting in 2035. Because of this and Canada's goal to achieve net-zero emissions by 2050, the analytical time frame chosen for the CBA is 2024 to 2050 (a 27-year period). Unless otherwise stated, all costs and monetized benefits are presented in 2022 constant dollars, discounted to base year 2023 at a discount rate of 2%. This is the near-term Ramsey discount rate now utilized by the Government of Canada when monetizing GHG reductions and is informed by the most current state of climate science (more information on this approach is presented in the benefits subsection). In all tables that follow, totals may not add up due to rounding.

présenter une distribution des impacts jugés attribuables au projet de règlement, tout en reconnaissant une variété de changements économiques et environnementaux externes qui peuvent se produire au cours de la période d'analyse en utilisant des hypothèses conservatrices le cas échéant et en testant des paramètres alternatifs dans l'analyse de sensibilité.

Il est important de noter que le projet de règlement ne prescrit aucune voie de conformité particulière pour un groupe particulier qui ne respecte pas la limite d'intensité des émissions de CO₂ à partir de 2035. Tous les résultats présentés dans le résumé de l'étude d'impact de la réglementation représentent un scénario modélisé indiquant ce qui pourrait se produire en réponse au projet de règlement sur la base de contraintes et d'hypothèses raisonnables (c'est-à-dire la modélisation du cas central). Ce scénario central ne représente pas la seule voie que le secteur de la production d'électricité pourrait emprunter pour se conformer aux exigences réglementaires et ne doit pas être interprété comme étant plus probable que d'autres voies potentielles. De même, il est important de reconnaître le vaste degré d'incertitude lors de la modélisation des changements structurels associés à la décarbonisation de l'économie sur une longue période. Un large éventail de résultats est finalement possible, qui pourrait être déterminé par des développements technologiques nouveaux ou imprévus, ainsi que par des facteurs macroéconomiques, des changements démographiques et des paysages politiques à tous les niveaux de gouvernement, qui pourraient modifier fondamentalement la modélisation de base.

En vertu du projet de règlement, certains coûts administratifs pour l'industrie commenceraient en 2024 dès l'enregistrement anticipé du règlement. Les résultats d'E3MC indiquent que les changements apportés à la composition du réseau électrique du Canada et les changements associés aux coûts du réseau pourraient commencer dès 2026 en prévision de l'entrée en vigueur de la limite d'intensité des émissions de CO₂ à partir de 2035. Pour cette raison, et compte tenu de l'objectif du Canada de parvenir à des émissions nettes nulles d'ici 2050, la période d'analyse choisie pour l'ACA s'étend de 2024 à 2050 (soit une période de 27 ans). Sauf indication contraire, tous les coûts et avantages monétaires sont présentés en dollars constants de 2022, actualisés à l'année de référence 2023 à un taux d'actualisation de 2 %. Il s'agit du taux d'actualisation à court terme de Ramsey actuellement utilisé par le gouvernement du Canada pour monétiser les réductions de GES, sur la base de l'état le plus récent de la science du climat (de plus amples informations sur cette approche sont présentées dans la sous-section sur les avantages). Dans tous les tableaux qui suivent, les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des composantes en raison des arrondissements.

Key modelling assumptions in the CBA

Some electricity generating units produce electricity for industrial use “behind-the-fence” (i.e. within an industrial facility). A subset of these industrial generation units sell a portion of the electricity they generate to a NERC-regulated electricity system. Under the proposed Regulations, any unit greater than or equal to 25 MW capacity that is connected to a NERC-regulated electricity system and is a net exporter of electricity as of 2035 (or the relevant compliance year) must comply with the 30 t/GWh annual CO₂ emission intensity standard, unless it meets all of the conditions related to one of the exceptions. The CBA modelling assumes that all industrial generation units with net exports to the electricity system in the baseline scenario would undertake the emission reduction related investments necessary to continue selling a portion of the electricity they generate to the electricity system in the regulatory scenario. By extension, the proportion of electricity that these industrial units produce for use “behind-the-fence” would also meet the CO₂ emission intensity standard. In the CBA, emissions reductions attributable to generation sold to the electricity system (from electric utilities and industrial generation units) are considered main benefits, while emissions reductions attributable to generation used “behind-the-fence” are considered co-benefits. By contrast, the CBA makes no distinction for costs incurred by electric utilities versus industrial generation units, in recognition that any investment that would be undertaken to meet the CO₂ emission intensity standard is considered a direct cost of the proposed Regulations regardless of where the generated electricity is ultimately used. Industrial generation units that are not connected to a NERC-regulated electricity system and only generate electricity for use “behind-the-fence” are not subject to the proposed Regulations and are therefore out of scope of the CBA.

For the purposes of analysis, the Department modelled into the baseline scenario, interprovincial transmission lines (or interties) including those that are not yet constructed (e.g. the Atlantic Loop). Regional interties are considered to be a key compliance strategy for coal-dependent provinces to meet the requirements of the [Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations](#) as amended in 2018, and are not considered incremental to the proposed Regulations. Modelling indicates that regional interties in the Atlantic region are the lowest cost option of complying with the proposed Regulations.

Principales hypothèses de modélisation de l'ACA

Certains groupes de production d'électricité produisent de l'électricité à des fins industrielles dans les limites de l'installation (c'est-à-dire au sein d'une installation industrielle). Un sous-ensemble de ces groupes industriels de production vend une partie de l'électricité qu'il produit à un réseau électrique réglementé par la NERC. En vertu du projet de règlement, tout groupe d'une capacité supérieure ou égale à 25 MW qui est connecté à un réseau électrique réglementé par la NERC et qui a un solde exportateur d'électricité supérieur à zéro gigawattheure à partir de 2035 (ou de l'année de conformité pertinente) doit se conformer à la norme de rendement de 30 t/GWh d'émissions de CO₂ sauf s'il remplit toutes les conditions liées à l'une des exceptions. La modélisation de l'ACA suppose que tous les groupes de production industrielle qui ont un solde exportateur d'électricité vers un réseau électrique supérieur à zéro gigawattheure dans le scénario de référence entreprendraient les investissements liés à la réduction des émissions nécessaires pour continuer à vendre une partie de l'électricité qu'elles produisent au réseau électrique dans le scénario réglementaire. Par extension, la proportion d'électricité que ces groupes industriels produisent pour une utilisation dans les limites de celle-ci respecterait également la norme de rendement des émissions de CO₂. Dans l'ACA, les réductions d'émissions attribuables à la production vendue au réseau électrique (par les compagnies d'électricité et les groupes de production industrielle) sont considérées comme des bénéfices principaux, tandis que les réductions d'émissions attribuables à la production utilisée dans les limites de l'installation sont considérées comme des co-bénéfices. En revanche, l'ACA ne fait aucune distinction entre les coûts encourus par les compagnies d'électricité et ceux encourus par la production industrielle. En reconnaissance du fait que tout investissement qui serait entrepris afin de respecter la norme de rendement des émissions de CO₂ est considéré comme un coût direct du projet de règlement, quel que soit l'endroit où l'électricité produite est utilisée. Les groupes industriels qui ne sont pas connectés à un réseau électrique réglementé par la NERC et qui produisent uniquement de l'électricité pour une utilisation dans les limites de celle-ci ne sont pas soumis au projet de règlement et sont donc hors du champ d'application de l'ACA.

Aux fins de l'analyse, le ministère a modélisé dans le scénario de référence les lignes de transport interprovinciales (ou interconnexions), y compris celles qui n'ont pas encore été construites (par exemple, la boucle de l'Atlantique). Les interconnexions régionales sont considérées comme une stratégie de conformité clé pour les provinces tributaires du charbon afin de satisfaire aux exigences du [Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique](#), tel qu'il a été modifié en 2018, et ne sont pas considérées comme des éléments supplémentaires liés au projet de règlement. La modélisation indique que les interconnexions régionales

The baseline scenario also includes federal funding policies and programs related to electricity system infrastructure investments. Specifically, the baseline scenario accounts for an abstraction of the Investment Tax Credit (ITC²⁹) for Clean Technology that was announced in the 2022 Fall Economic Statement, by reducing the marginal capital cost of greenfield construction (per MW) of qualifying technologies by 30% in 2023 through to 2031, then phasing the credits out linearly from 2032 to 2035. The modelled ITC affects the relative cost that industry faces to construct qualifying non-emitting electricity system technologies versus emitting electricity system technologies, thereby increasing the attractiveness of investments in non-emitting capacity in the baseline scenario relative to what it has been historically. The modelled ITC was applied to nuclear, pumped hydro, small hydro, onshore wind, offshore wind, solar PV, wave and storage, but not to emitting technologies that implement a CCS system. The central case modelling did not incorporate the full range of federal supports that will become available to the electricity generation sector in Canada. As more details around the new Clean Electricity ITC and its application become available, alongside additional new measures announced in Budget 2023, the final design of the Clean Technology ITC, the ITC on CCS and any future federal funding decisions (e.g. SIF NZA), future central case modelling would be adjusted to align with that treatment. Such federal funding decisions are expected to reduce the scale of incremental impacts assessed for the proposed Regulations (i.e. lower costs and lower benefits), as additional actions to reduce GHG emissions in the electricity generation sector would be expected to occur in the baseline scenario.

Rates in Nova Scotia and New Brunswick are expected to increase in the future under the baseline scenario. In addition to measures included in the 2022 Fall Economic Statement and Budget 2023 that support the decarbonization of electricity, the federal government has offered

dans la région de l'Atlantique constituent l'option la moins coûteuse pour se conformer au projet de règlement.

Le scénario de référence inclut également les politiques et programmes de financement fédéraux liés aux investissements dans l'infrastructure du réseau électrique. Plus précisément, le scénario de référence tient compte d'une abstraction du crédit d'impôt à l'investissement (CII²⁹) pour les technologies propres qui a été annoncé dans l'exposé économique de l'automne 2022, en réduisant le coût marginal du capital de la construction de nouvelles installations (par MW) de technologies admissibles de 30 % en 2023 jusqu'en 2031, puis en supprimant les crédits de façon linéaire de 2032 à 2035. Le CII modélisé affecte le coût relatif auquel l'industrie doit faire face pour construire des technologies du réseau électrique non émettrices qualifiées par rapport aux technologies du réseau électrique émettrices, augmentant ainsi l'attractivité des investissements dans la capacité non émettrice dans le scénario de référence par rapport à ce qu'elle a été historiquement. Le CII modélisé a été appliqué au nucléaire, à l'hydroélectricité par pompage, à la petite hydroélectricité, à l'éolien terrestre, à l'éolien en mer, au solaire photovoltaïque, à l'énergie houlomotrice et au stockage, mais pas aux technologies émettrices qui mettent en œuvre un système de captage et de stockage du carbone. La modélisation du cas central n'a pas intégré l'ensemble des aides fédérales qui seront mises à la disposition du secteur de la production d'électricité au Canada. Au fur et à mesure que les détails concernant le nouveau CII pour l'électricité propre et son application deviennent disponibles, ainsi que les nouvelles mesures supplémentaires annoncées dans le budget de 2023, la conception finale du CII pour les technologies propres, le CII pour le CCS et toute décision de financement fédéral future (par exemple Fond stratégique pour l'innovation, Initiative Accélérateur net zéro), la modélisation future du scénario central serait ajustée pour s'aligner sur ce traitement. Ces décisions de financement fédéral devraient réduire l'ampleur des impacts différentiels évalués pour le projet de règlement (c'est-à-dire des coûts et des avantages moindres), étant donné que des mesures supplémentaires visant à réduire les émissions de GES dans le secteur de la production d'électricité devraient être prises dans le cadre du scénario de référence.

Les tarifs en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick devraient augmenter à l'avenir dans le cadre du scénario de référence. En plus des mesures incluses dans l'Énoncé économique de l'automne 2022 et le budget de 2023 qui soutiennent la décarbonisation de l'électricité,

²⁹ The ITC published in the FES 2022 would also incentivize companies to create jobs. Those that adhere to certain labour conditions will be eligible for the full 30 per cent credit under the ITC, while those that do not will only be eligible for a credit of 20 per cent. Labour conditions would include paying prevailing wages based on local labour market conditions and ensuring that apprenticeship training opportunities are being created. <https://www.budget.canada.ca/fes-eea/2022/report-rapport/chap2-en.html#a16>

²⁹ Le CII publié dans l'énoncé économique de 2022 incitera également les entreprises à créer des emplois. Celles qui respectent certaines conditions de travail pourront bénéficier de l'intégralité du crédit de 30 % au titre du CII, tandis que celles qui ne le respectent pas ne pourront prétendre qu'à un crédit de 20 %. Les conditions de travail comprennent le versement des salaires en vigueur sur la base des conditions du marché du travail local et la création d'opportunités de formation en apprentissage.

funding to build out transmission lines that will contribute to the efforts to mitigate impacts on electricity rates in the region. Reducing the expected rate increases under the baseline scenario also lowers the proposed Regulation's overall impact on rates.

From a CBA perspective, it is worth noting that any government expenditure with respect to federal funding incentives would constitute a cost transfer from industry (and by extension, consumers of electricity) to the general tax base. The central case modelling accounts for incremental uptake of federal funding by first projecting the electricity system mix that would be constructed in the baseline and regulatory scenarios with the modelled ITC in place, then determining the incremental government expenditure associated with those investments.

Electricity system mix

Canada's electricity system mix can be characterized on two bases: capacity and generation. Capacity refers to the amount of electricity a unit is capable of generating (e.g. installed capacity expressed in MW), whereas generation refers to the actual amount of electricity generated by a unit (e.g. capacity utilization expressed in GWh). Generating units are not always operated at full capacity. For example, a wind unit would generate below its capacity when wind speeds are low and a back-up unit would only generate at capacity when required for reliability. E3MC modelling indicates that Canada's electric utility sector (excluding all industrial generation units) would take on the following capacity characteristics in the baseline scenario (Table 4) versus in the regulatory scenario (Table 5):

le gouvernement fédéral a offert un financement pour construire des lignes de transmission qui contribueront aux efforts visant à atténuer les impacts sur les tarifs d'électricité dans la région. La réduction des augmentations de tarifs prévues dans le scénario de base diminue également l'impact global du projet de règlement sur les tarifs.

Du point de vue de l'analyse coûts-avantages, il convient de noter que toute dépense publique relative aux incitatifs financiers fédéraux constituerait un transfert de coûts de l'industrie (et, par extension, des consommateurs d'électricité) vers l'assiette fiscale générale. La modélisation du cas central tient compte de l'absorption progressive du financement fédéral en projetant d'abord la combinaison de systèmes électriques qui serait construite dans les scénarios de référence et de réglementation avec le CII modélisé en place, puis en déterminant les dépenses publiques supplémentaires associées à ces investissements.

Composition du réseau électrique

La composition du réseau électrique canadien peut être caractérisée sur deux bases : la capacité et la production. La capacité électrique représente la capacité maximale d'un groupe à produire de l'électricité (exprimée en MW), tandis que la production électrique est la quantité réelle d'électricité produite par un groupe sur une période donnée (exprimée en GWh). Les groupes de production ne fonctionnent pas toujours à plein rendement. Par exemple, un groupe d'éolienne produirait en dessous de sa capacité lorsque la vitesse du vent est faible et un groupe d'appoint ne produirait à plein rendement que lorsque cela est nécessaire pour la fiabilité. La modélisation d'E3MC indique que le secteur des services publics d'électricité du Canada (à l'exclusion de tout groupe de production industrielle) adopterait les caractéristiques de capacité suivantes dans le scénario de référence (tableau 4) par rapport au scénario réglementaire (tableau 5) :

Table 4. Electricity system mix by technology type (capacity basis), baseline scenario

Technology type	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Emitting*	17.9%	16.4%	14.1%	13.4%	12.9%	12.6%
Emitting with CCS	0.1%	0.1%	0.3%	0.4%	0.5%	0.5%
Nuclear	8.8%	6.1%	5.1%	4.8%	4.6%	4.3%
Hydro	53.1%	43.1%	39.2%	37.7%	37.0%	36.7%
Other non-emitting**	20.1%	34.3%	41.3%	43.7%	45.1%	45.9%
Total capacity (%)	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Total capacity (MW)	149,244	183,907	220,858	234,536	243,420	258,442
Storage (MW)	2,701	4,877	6,607	7,285	7,832	9,021

* For Tables 4 through 7, "emitting" refers OGCT, OGCC, small OGCC, OG steam, coal, biomass and waste, which may be different from what constitutes emitting under the NIR.

** For Tables 4 through 7, "other non-emitting" refers to onshore wind, offshore wind, solar PV, geothermal and wave.

Tableau 4. Composition du réseau électrique par type de technologie (en fonction de la capacité), scénario de référence

Type de technologie	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Émettrice*	17,9 %	16,4 %	14,1 %	13,4 %	12,9 %	12,6 %
Émettrice avec CSC	0,1 %	0,1 %	0,3 %	0,4 %	0,5 %	0,5 %
Nucléaire	8,8 %	6,1 %	5,1 %	4,8 %	4,6 %	4,3 %
Hydroélectricité	53,1 %	43,1 %	39,2 %	37,7 %	37,0 %	36,7 %
Autres non émettrices**	20,1 %	34,3 %	41,3 %	43,7 %	45,1 %	45,9 %
Capacité totale (%)	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Capacité totale (MW)	149 244	183 907	220 858	234 536	243 420	258 442
Stockage (MW)	2 701	4 877	6 607	7 285	7 832	9 021

* Pour les tableaux 4 à 7, « Émettrice » fait référence aux technologies suivantes : TCPG, CCPG, petit CCPG, PG à la vapeur, Charbon, Bio-masse et déchet, ce qui peut être différent de ce qui constitue une technologie émettrice dans le RIN.

** Pour les tableaux 4 à 7, « Autres non émettrices » fait référence aux technologies suivantes : éolien terrestre, éolien en mer, PV solaire, géothermie et turbine marémotrice.

Table 5. Electricity system mix by technology type (capacity basis), regulatory scenario

Technology type	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Emitting	17.9%	15.6%	9.0%	8.0%	6.7%	6.5%
Emitting with CCS	0.1%	0.9%	3.8%	4.2%	4.9%	4.8%
Nuclear	8.8%	6.2%	5.4%	5.0%	5.1%	5.1%
Hydro	53.1%	43.1%	39.6%	38.0%	37.6%	37.6%
Other non-emitting	20.1%	34.3%	42.2%	44.8%	45.6%	46.0%
Total capacity (%)	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Total capacity (MW)	149,244	183,725	219,876	240,008	247,801	260,301
Storage (MW)	2,701	5,052	6,887	7,745	8,658	9,931

Tableau 5. Composition du réseau électrique par type de technologie (en fonction de la capacité), scénario réglementaire

Type de technologie	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Émettrice	17,9 %	15,6 %	9,0 %	8,0 %	6,7 %	6,5 %
Émettrice avec CSC	0,1 %	0,9 %	3,8 %	4,2 %	4,9 %	4,8 %
Nucléaire	8,8 %	6,2 %	5,4 %	5,0 %	5,1 %	5,1 %
Hydroélectricité	53,1 %	43,1 %	39,6 %	38,0 %	37,6 %	37,6 %
Autres non émettrices	20,1 %	34,3 %	42,2 %	44,8 %	45,6 %	46,0 %
Capacité totale (%)	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Capacité totale (MW)	149 244	183 725	219 876	240 008	247 801	260 301
Stockage (MW)	2 701	5 052	6 887	7 745	8 658	9 931

Likewise, E3MC suggests that Canada's electric utility sector (excluding all industrial generation units) would take on the following generation characteristics in the baseline scenario (Table 6) versus in the regulatory scenario (Table 7).

De même, E3MC suggère que le secteur des services publics d'électricité du Canada (à l'exclusion de tout groupe de production industrielle) adopterait les caractéristiques de production suivantes dans le scénario de référence (tableau 6) par rapport au scénario réglementaire (tableau 7).

Table 6. Electricity system mix by technology type (generation basis), baseline scenario

Technology type	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Emitting	14.3%	9.9%	7.1%	6.9%	6.3%	6.2%*
Emitting with CCS	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
Nuclear	10.9%	9.7%	9.7%	9.0%	8.7%	8.3%
Hydro	62.0%	56.4%	52.9%	51.5%	50.7%	49.9%
Other non-emitting	12.6%	23.8%	30.2%	32.5%	34.1%	35.6%
Total generation (%)	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Total generation (GWh)	620300	685808	772314	807363	836810	885514

* Of this proportion, 9% of emitting generation in 2050 is attributable to biomass and waste.

Tableau 6. Composition du réseau électrique par type de technologie (base de production), scénario de référence

Type de technologie	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Émettrice	14,3 %	9,9 %	7,1 %	6,9 %	6,3 %	6,2 %*
Émettrice avec CSC	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %
Nucléaire	10,9 %	9,7 %	9,7 %	9,0 %	8,7 %	8,3 %
Hydroélectricité	62,0 %	56,4 %	52,9 %	51,5 %	50,7 %	49,9 %
Autres non émettrices	12,6 %	23,8 %	30,2 %	32,5 %	34,1 %	35,6 %
Production totale (%)	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Production totale (GWh)	620300	685808	772314	807363	836810	885514

* Sur cette proportion, 9 % de la production d'émissions en 2050 est attribuable à la biomasse et aux déchets.

Table 7. Electricity system mix by technology type (generation basis), regulatory scenario

Technology type	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Emitting	14.3%	9.7%	3.8%	1.7%	0.8%	1.1%*
Emitting with CCS	0.1%	0.3%	1.1%	0.8%	1.2%	1.1%
Nuclear	10.9%	9.7%	10.1%	9.5%	9.2%	9.3%
Hydro	62.0%	56.4%	54.0%	53.5%	53.5%	52.5%
Other non-emitting	12.6%	23.8%	31.1%	34.5%	35.3%	36.1%
Total generation (%)	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Total generation (GWh)	620300	685689	774404	810726	838254	886766

* Of this proportion, 42% of emitting generation in 2050 is attributable to biomass and waste.

Tableau 7. Composition du réseau électrique par type de technologie (base de production), scénario réglementaire

Type de technologie	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Émettrice	14,3 %	9,7 %	3,8 %	1,7 %	0,8 %	1,1 %*
Émettrice avec CSC	0,1 %	0,3 %	1,1 %	0,8 %	1,2 %	1,1 %
Nucléaire	10,9 %	9,7 %	10,1 %	9,5 %	9,2 %	9,3 %
Hydroélectricité	62,0 %	56,4 %	54,0 %	53,5 %	53,5 %	52,5 %
Autres non émettrices	12,6 %	23,8 %	31,1 %	34,5 %	35,3 %	36,1 %
Production totale (%)	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Production totale (GWh)	620 300	685 689	774 404	810 726	838 254	886 766

* Sur cette proportion, 42 % de la production d'émissions en 2050 est attribuable à la biomasse et aux déchets.

In absence of the proposed Regulations (Table 6), Canada's electricity system would have been expected to reduce unabated emitting generation from 14.3% in 2025 to 6.2% in 2050 and would have been expected to increase non-emitting generation from 85.5% in 2025 to 93.7% in 2050. By contrast, under the proposed Regulations (Table 7), Canada's electricity system would be expected to reduce unabated emitting generation from 14.3% in 2025 to 1.1% in 2050 and would be expected to increase non-emitting generation from 85.5% in 2025 to 97.9% in 2050.

Benefits

The proposed Regulations would reduce the amount of GHGs emitted by electricity generating units across Canada, in the form of carbon dioxide (CO₂), methane (CH₄) and nitrous oxide (N₂O), with CO₂ being the most significant. Reductions in emissions of these gases would result in avoided global damage from climate change. The proposed Regulations would also reduce the amount of air pollutants emitted by electricity generating units, including nitrogen oxides (NO_x), sulfur oxides (SO_x), primary particulate matter less than 2.5 microns in width (PM_{2.5}) and mercury (Hg). Reductions of these air pollutants may result in improvements to localized air quality, depending on the geographical and meteorological features of the emission sites, which may in turn result in health benefits and environmental benefits.

As emitting sources of electricity generation are replaced by low or non-emitting sources, the proposed Regulations would also result in cost savings over time to the electricity sector in the form of avoided fuel usage, variable operations and maintenance and refurbishment.

Each of these benefits is described in detail in the subsections below.

En l'absence du projet de règlement (tableau 6), il aurait été anticipé que le réseau électrique canadien réduise la production provenant de technologie émettrice de 14,3 % en 2025 à 6,2 % en 2050 et qu'il augmente la production provenant de technologie non émettrice de 85,5 % en 2025 à 93,7 % en 2050. En revanche, en vertu du projet de règlement (tableau 7), il est anticipé que le réseau électrique canadien réduise la production provenant de technologie émettrice de 14,3 % en 2025 à 1,1 % en 2050 et augmente la production provenant de technologie non émettrice de 85,5 % en 2025 à 97,9 % en 2050.

Avantages

Le projet de règlement réduirait la quantité de GES émis par les groupes de production d'électricité au Canada, sous forme de dioxyde de carbone (CO₂), de méthane (CH₄) et d'oxyde nitreux (N₂O), le CO₂ étant le plus important. La réduction des émissions de ces gaz permettrait d'éviter les dommages causés par le changement climatique à l'échelle mondiale. Le projet de règlement réduirait également la quantité de polluants atmosphériques émis par les groupes de production d'électricité, notamment les oxydes d'azote (NO_x), les oxydes de soufre (SO_x), les particules primaires d'une largeur inférieure à 2,5 microns (PM_{2.5}) et le mercure (Hg). La réduction de ces polluants atmosphériques pourrait entraîner une amélioration de la qualité de l'air au niveau local, en fonction des caractéristiques géographiques et météorologiques des sites d'émission, ce qui pourrait avoir des effets bénéfiques sur la santé et l'environnement.

Étant donné que les sources de production d'électricité émettrices sont remplacées par des sources peu ou non émettrices, le projet de règlement permettrait également au secteur de l'électricité de réaliser des économies au fil du temps, sous la forme d'une utilisation évitée des combustibles, d'opération et de maintenance, et de remise en état.

Chacun de ces avantages est décrit en détail dans les sous-sections ci-dessous.

Avoided global damage from climate change

Using outputs from E3MC, the CBA estimates that the proposed Regulations would result in the reduction of 272 Mt of GHGs (expressed as CO₂e) from electricity generation sold to a NERC-regulated electricity system, as well as the reduction of 70 Mt of GHGs from electricity generation used behind the fence, for total reductions of nearly 342 Mt over the 27-year (2024 to 2050) analytical period (Table 8).

Dommages évités au niveau mondial en raison du changement climatique

En utilisant les résultats du modèle E3MC, l'ACA estime que le projet de règlement entraînerait la réduction de 272 Mt de GES (exprimés en CO₂e) provenant de la production d'électricité vendue à un réseau électrique réglementé par la NERC, ainsi que la réduction de 70 Mt de GES provenant de la production d'électricité utilisée dans les limites de l'installation, pour des réductions totales de près de 342 Mt au cours de la période d'analyse de 27 ans (2024 à 2050) [tableau 8].

Table 8. Incremental GHG reductions (expressed as kilotonnes of CO₂e*)

Description	2024–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045	2046–2050	27-year total	Annual average (n=27)
CO ₂ (electricity system)	-1 112	13 024	75 308	87 058	93 811	268 088	9 929
CH ₄ (electricity system)	-5	124	643	577	568	1 907	71
N ₂ O (electricity system)	-12	83	539	566	589	1 765	65
CO ₂ ("behind-the-fence")	2 293	5 508	20 492	20 689	20 544	69 527	2 575
CH ₄ ("behind-the-fence")	1	31	126	54	26	238	9
N ₂ O ("behind-the-fence")	12	28	106	104	101	350	13
Main benefits: GHG reductions attributable to electricity generation sold to the electricity system**	-1 129	13 231	76 490	88 201	94 968	271 761	10 065
Co-benefits: GHG reductions attributable to electricity generation used "behind-the-fence"***	2 306	5 567	20 725	20 847	20 671	70 116	2 597
Total GHG reductions	1 177	18 798	97 215	109 048	115 640	341 877	12 662

* CH₄ and N₂O were converted to CO₂e using the global warming potential factors 25 and 298, respectively.

** This subtotal represents the sum of CO₂ (electricity system), CH₄ (electricity system) and N₂O (electricity system).

*** This subtotal represents the sum of CO₂ ("behind-the-fence"), CH₄ ("behind-the-fence") and N₂O ("behind-the-fence").

Tableau 8. Réductions supplémentaires de GES (exprimées en kilotonnes de CO₂ e*)

Description	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annuelle (n=27)
CO ₂ (réseau électrique)	-1 112	13 024	75 308	87 058	93 811	268 088	9 929
CH ₄ (réseau électrique)	-5	124	643	577	568	1 907	71
N ₂ O (réseau électrique)	-12	83	539	566	589	1 765	65
CO ₂ (« à l'intérieur des limites d'une installation »)	2 293	5 508	20 492	20 689	20 544	69 527	2 575
CH ₄ (« à l'intérieur des limites d'une installation »)	1	31	126	54	26	238	9
N ₂ O (« à l'intérieur des limites d'une installation »)	12	28	106	104	101	350	13
Principaux avantages : Réductions de GES attribuables à la production d'électricité vendue au réseau électrique**	-1 129	13 231	76 490	88 201	94 968	271 761	10 065

Description	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annuelle (n=27)
Co-bénéfices : Réductions de GES attribuables à la production d'électricité utilisée « à l'intérieur des limites d'une installation »***	2 306	5 567	20 725	20 847	20 671	70 116	2 597
Réductions totales de GES	1 177	18 798	97 215	109 048	115 640	341 877	12 662

* CH₄ et N₂O ont été convertis en CO₂e en utilisant des facteurs de potentiel de réchauffement planétaire de 25 et 298, respectivement.

** Ce sous-total représente la somme du CO₂ (réseau électrique), du CH₄ (réseau électrique) et du N₂O (réseau électrique).

*** Ce sous-total représente la somme de CO₂ (« à l'intérieur des limites d'une installation »), CH₄ (« à l'intérieur des limites d'une installation ») et N₂O (« à l'intérieur des limites d'une installation »).

The avoided global damage from climate change associated with these GHG reductions can be monetized using social cost estimates for each pollutant. In November 2022, the United States Environmental Protection Agency (US EPA) released its draft [Report on the Social Cost of Greenhouse Gases: Estimates Incorporating Recent Scientific Advances](#) (the draft US EPA Report), in which social cost (SC) methodologies and values have been updated and presented for CO₂, CH₄ and N₂O. In April 2023, the Department published [draft SC guidance for Canada](#) in alignment with the SC-GHG values proposed by the US EPA. A subset of Canadian SC-GHG values from that guidance document is presented in Table 9.

Les dommages évités au niveau mondial provenant des changements climatiques associés à ces réductions de GES peuvent être monétisés à l'aide d'estimations du coût social de chaque polluant. En novembre 2022, l'Agence américaine de protection de l'environnement (US EPA) a publié la version préliminaire d'un rapport [« [Report on the Social Cost of Greenhouse Gases: Estimates Incorporating Recent Scientific Advances](#) (disponible en anglais seulement) »] dans laquelle les méthodologies et les valeurs du coût social (CS) ont été mises à jour et présentées pour le CO₂, le CH₄ et le N₂O. Au cours du mois d'avril 2023, le ministère a publié un [projet d'orientation sur les CS pour le Canada](#), en accord avec les valeurs des CS-GES proposées par l'EPA. Un sous-ensemble de valeurs canadiennes CS-GES tirées de ce document d'orientation est présenté dans le tableau 9.

Table 9. Annual SC-CO₂, SC-CH₄ and SC-N₂O values in select years (2021 Can\$, \$/t, discounted to the relevant index year at 2%)*

Index year	SC-CO ₂	SC-CH ₄	SC-N ₂ O
2020	\$247	\$2,107	\$69,230
2025	\$271	\$2,589	\$77,066
2030	\$294	\$3,073	\$84,903
2035	\$317	\$3,634	\$92,894
2040	\$341	\$4,194	\$100,886
2045	\$367	\$4,803	\$109,902
2050	\$394	\$5,410	\$118,919

* The SC values for CH₄ and N₂O incorporate their own concept of global warming potential within the calculations. As such, to use these SC values within the CBA, they must be multiplied by the tonnage reductions in CH₄ and N₂O, not by the tonnage reductions in those pollutants expressed as CO₂e.

Tableau 9. Valeurs annuelles CS-CO₂, CS-CH₄ et CS-N₂O pour certaines années (2021 \$ CA, \$/t, actualisé à l'année d'indice pertinente à 2 %)*

Année de l'indice	CS-CO ₂	CS-CH ₄	CS-N ₂ O
2020	247 \$	2 107 \$	69 230 \$
2025	271 \$	2 589 \$	77 066 \$
2030	294 \$	3 073 \$	84 903 \$
2035	317 \$	3 634 \$	92 894 \$
2040	341 \$	4 194 \$	100 886 \$
2045	367 \$	4 803 \$	109 902 \$
2050	394 \$	5 410 \$	118 919 \$

* Les valeurs CS pour CH₄ et N₂O intègrent leur propre concept de potentiel de réchauffement planétaire dans les calculs. Ainsi, pour utiliser ces valeurs CS dans l'ACA, elles doivent être multipliées par les réductions de tonnage de CH₄ et de N₂O, et non par les réductions de tonnage de ces polluants exprimées en CO₂e.

The Canadian SC-GHG values in Table 9 are a reflection of the most recent state of climate science. As explained in the draft US EPA Report, the updated SC-GHG values were derived from the interaction of four modules: socioeconomic and emissions, climate, damages and discounting. The socioeconomic and emissions module relies

Les valeurs canadiennes du CS-GES du tableau 9 reflètent l'état le plus récent de la science du climat. Comme l'explique la version préliminaire du rapport de l'EPA, les valeurs CS-GHG actualisées sont le fruit de l'interaction de quatre modules : socio-économique et émissions, climatique, dommages, et actualisation. Le module

on a new set of probabilistic projections for population, income and GHG emissions developed under the Resources for the Future Social Cost of Carbon Initiative. The climate module relies on the Finite Amplitude Impulse Response model (a widely used Earth system model recommended by the National Academies), which captures the relationships between GHG emissions, atmospheric GHG concentrations and global mean surface temperature. The socioeconomic projections and outputs of the climate module are used as inputs to the damage module to estimate monetized future damages from temperature changes. The discounting module discounts the stream of future climate damages back to the year of emissions using a set of dynamic discount rates that encompass a great deal of uncertainty. As noted in the draft US EPA Report, the modules use conservative methodological assumptions and are therefore likely to underestimate the marginal damages from GHG pollution.

The CBA converted the Canadian SC-GHG values presented in Table 9 to 2022 constant dollars using a conversion factor of 1.06898 (derived from the Consumer Price Index estimates in E3MC), then multiplied those values by the tonnage reductions in each pollutant (not in CO₂e terms) summarized in Table 8, before discounting the results back to base year 2023 at 2%. As seen in Table 10, the proposed Regulations would result in \$87.5 billion of avoided global damage from climate change over the 27-year analytical period, of which \$69.5 billion would be attributable to electricity generation sold to the electricity system.

socio-économique et émissions repose sur un nouvel ensemble de projections probabilistes de la population, des revenus et des émissions de GES élaborées dans le cadre de l'initiative « Resources for the Future Social Cost of Carbon » (coût social du carbone). Le module climatique s'appuie sur le modèle « Finite Amplitude Impulse Response » (un modèle du système terrestre largement utilisé et recommandé par les « National Academies »), qui saisit les relations entre les émissions de GES, les concentrations atmosphériques de GES et la température moyenne à la surface du globe. Les projections socio-économiques et les résultats du module climatique sont utilisés comme données d'entrée dans le module des dommages pour estimer les dommages futurs monétisés résultant des changements de température. Le module d'actualisation actualise le flux des futurs dommages climatiques en remontant jusqu'à l'année des émissions à l'aide d'un ensemble de taux d'actualisation dynamiques qui comportent une grande part d'incertitude. Comme indiqué dans la version préliminaire du rapport de l'EPA, les modules utilisent des hypothèses méthodologiques prudentes et sont donc susceptibles de sous-estimer les dommages marginaux dus à la pollution par les GES.

L'ACA a converti les valeurs CS-GES canadiennes présentées au tableau 9 en dollars constants de 2022 en utilisant un facteur de conversion de 1,06898 (dérivé des estimations de l'Indice des prix à la consommation dans E3MC), puis a multiplié ces valeurs par les réductions de tonnage de chaque polluant (pas en termes de CO₂e) résumées dans le tableau 8, avant d'actualiser les résultats à l'année de référence 2023 à 2 %. Comme le montre le tableau 10, le projet de règlement permettrait d'éviter plus de 87,5 milliards de dollars de dommages mondiaux causés par les changements climatiques au cours de la période d'analyse de 27 ans, dont 69,45 milliards de dollars seraient attribuables à la production d'électricité vendue au réseau électrique.

Table 10. Avoided global damage from climate change (millions of dollars)

Description	2024–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045	2046–2050	27-year total	Annualized average (n=27)
CO ₂ (electricity system)	-306	3,477	19,809	22,347	23,440	68,767	3,321
CH ₄ (electricity system)	-1	15	81	76	76	248	12
N ₂ O (electricity system)	-3	22	140	145	148	453	22
CO ₂ ("behind-the-fence")	632	1,478	5,392	5,313	5,134	17,949	867
CH ₄ ("behind-the-fence")	0.1	4	16	7	4	30	1
N ₂ O ("behind-the-fence")	3	7	28	27	26	90	4
Main benefits: Climate change benefits attributable to electricity generation sold to the electricity system*	-310	3,514	20,030	22,568	23,665	69,468	3,355

Description	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	27-year total	Annualized average (n=27)
Co-benefits: Climate change benefits attributable to electricity generation used "behind-the-fence"***	635	1,489	5,436	5,346	5,163	18,069	873
Total climate change benefits	325	5,003	25,466	27,914	28,828	87,537	4,227

* This subtotal represents the sum of CO₂ (electricity system), CH₄ (electricity system) and N₂O (electricity system).

** This subtotal represents the sum of CO₂ ("behind-the-fence"), CH₄ ("behind-the-fence") and N₂O ("behind-the-fence").

Tableau 10. Dommages évités au niveau mondial en raison du changement climatique (millions de dollars)

Description	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annualisée (n=27)
CO ₂ (réseau électrique)	-306	3 477	19 809	22 347	23 440	68 767	3 321
CH ₄ (réseau électrique)	-1	15	81	76	76	248	12
N ₂ O (réseau électrique)	-3	22	140	145	148	453	22
CO ₂ (« à l'intérieur des limites d'une installation »)	632	1 478	5 392	5 313	5 134	17 949	867
CH ₄ (« à l'intérieur des limites d'une installation »)	0,1	4	16	7	4	30	1
N ₂ O (« à l'intérieur des limites d'une installation »)	3	7	28	27	26	90	4
Principaux avantages : Avantages en matière de changement climatique attribuables à la production d'électricité vendue au réseau électrique*	-310	3 514	20 030	22 568	23 665	69 468	3 355
Co-bénéfices : Bénéfices liés au changement climatique attribuable à la production d'électricité utilisée « à l'intérieur des limites d'une installation »**	635	1 489	5 436	5 346	5 163	18 069	873
Total des bénéfices liés au changement climatique	325	5 003	25 466	27 914	28 828	87 537	4 227

* Ce sous-total représente la somme du CO₂ (réseau électrique), du CH₄ (réseau électrique) et du N₂O (réseau électrique).

** Ce sous-total représente la somme de CO₂ (« à l'intérieur des limites d'une installation »), CH₄ (« à l'intérieur des limites d'une installation ») et N₂O (« à l'intérieur des limites d'une installation »).

As noted in the description section of the RIAs, a compliance flexibility would be available until 2040 for any unit that commissions a CCS system, which would allow those units to operate up to 40 t/GWh for up to seven years or until December 31, 2039, whichever comes first, as long as the unit has demonstrated that it can operate at or below 30 t/GWh for two specified periods of time during a year. The CBA modelling assumes that such units would be capable of meeting 30 t/GWh by 2035 and therefore does not model use of this compliance flexibility. It should be noted that, depending on the uptake of the compliance flexibility among CCS equipped units, GHG reductions and associated monetized benefit, fuel cost savings and variable O&M costs for these units may be slightly

Comme indiqué dans la description du REIR, une marge de manœuvre serait disponible jusqu'en 2040 pour tout groupe qui met en service un système de CSC, ce qui permettrait à ces groupes de fonctionner jusqu'à 40 t/GWh pendant sept ans ou jusqu'au 31 décembre 2039, selon la première éventualité, à condition que le groupe ait démontré qu'il peut fonctionner à 30 t/GWh ou moins pendant deux périodes déterminées au cours d'une année. La modélisation de l'ACA part du principe que ces groupes seront en mesure d'atteindre 30 t/GWh d'ici 2035 et ne modélise donc pas l'utilisation de cette flexibilité de conformité. Il convient de noter qu'en fonction de l'utilisation de la flexibilité de conformité par les groupes équipés d'un système de CSC, les réductions de GES et

overestimated in the years prior to 2040. However, since the emissions intensity standard for natural gas units (the majority of CCS users) in the baseline scenario is 420 to 550 t/GWh as per the *Regulations Limiting Carbon Dioxide Emissions from Natural Gas-fired Generation of Electricity*, dropping from those baseline standards to 40 t/GWh in the policy scenario (rather than 30 t/GWh) for a limited number of years is not expected to significantly reduce the incremental climate change benefits depicted in Table 10.

Potential health benefits

Using outputs from E3MC, the CBA estimates that the proposed Regulations would result in air pollutant emission reductions from electricity generation sold to the electricity system as well as from electricity generation used “behind-the-fence.” Table 11 provides a breakdown of these reductions by pollutant over the 27-year analytical period.

les avantages monétaires associés, les économies de combustible et les coûts variables d’exploitation et d’entretien pour ces groupes peuvent être légèrement surestimés dans les années précédant 2040. Toutefois, étant donné que la limite d’intensité des émissions pour les groupes au gaz naturel (la majorité des utilisateurs de CSC) dans le scénario de référence est de 420 à 550 t/GWh selon le *Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d’électricité thermique au gaz naturel*, le fait de passer de ces limites d’intensité des émissions à 40 t/GWh dans le scénario réglementaire (plutôt qu’à 30 t/GWh) pour un nombre limité d’années ne devrait pas réduire de façon significative les avantages marginaux liés aux changements climatiques décrits dans le tableau 10.

Avantages potentiels pour la santé

En utilisant les résultats de l’E3MC, l’ACA estime que le projet de règlement entraînerait des réductions des émissions de polluants atmosphériques provenant de la production d’électricité vendue au réseau électrique ainsi que de la production d’électricité utilisée «à l’intérieur des limites d’une installation». Le tableau 11 présente une répartition de ces réductions par polluant sur la période analytique de 27 ans.

Table 11. Incremental air pollutant emission reductions, by pollutant (tonnes)

Description	2024–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045	2046–2050	27-year total	Annual average (n=27)
NO _x (electricity system)	2 154	25 140	131 363	95 244	90 705	344 605	12 763
SO _x (electricity system)	9 277	6 942	42 663	18 965	18 835	96 682	3 581
PM _{2.5} (electricity system)	44	1 695	8 557	7 858	7 983	26 138	968
Hg (electricity system)	0.010 8	0.062 5	0.313 7	0.314 0	0.313 8	1.014 9	0.037 6
NO _x (“behind-the-fence”)	1 750	3 891	17 863	28 040	27 952	79 496	2 944
SO _x (“behind-the-fence”)	2 033	2 315	8 186	23 445	23 220	59 200	2 193
PM _{2.5} (“behind-the-fence”)	14	17	158	544	534	1 268	47
Hg (“behind-the-fence”)	0.000 3	0.001 1	0.004 2	0.004 3	0.004 3	0.014 2	0.000 5

The distribution of these incremental air pollutant emission reductions by province over the analytical period is presented in Table 12.

Tableau 11. Réductions supplémentaires des émissions de polluants atmosphériques, par polluant (tonnes)

Description	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annuelle (n=27)
NO _x (réseau électrique)	2 154	25 140	131 363	95 244	90 705	344 605	12 763
SO _x (réseau électrique)	9 277	6 942	42 663	18 965	18 835	96 682	3 581

Description	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annuelle (n=27)
P _{2,5} (réseau électrique)	44	1 695	8 557	7 858	7 983	26 138	968
Hg (réseau électrique)	0,0108	0,0625	0,3137	0,3140	0,3138	1,0149	0,0376
NO _x (« à l'intérieur des limites d'une installation »)	1 750	3 891	17 863	28 040	27 952	79 496	2 944
SO _x (« à l'intérieur des limites d'une installation »)	2 033	2 315	8 186	23 445	23 220	59 200	2 193
PM _{2,5} (« à l'intérieur des limites d'une installation »)	14	17	158	544	534	1 268	47
Hg (« à l'intérieur des limites d'une installation »)	0,0003	0,0011	0,0042	0,0043	0,0043	0,0142	0,0005

La répartition de ces réductions supplémentaires d'émissions de polluants atmosphériques par province au cours de la période d'analyse est présentée dans le tableau 12.

Table 12. Incremental air pollutant emission reductions from 2024 to 2050, by province (tonnes)*

Province	NO _x	SO _x	PM _{2,5}	Hg
N.L.	591	63	7	0.0000
P.E.I.	146	185	9.5	0.0000
N.S.	27 816	15 039	-224	0.0154
N.B.	4 112	29 004	65	0.0000
Que.	0.0	0.0	0.0	0.0000
Ont.	225 718	-55	24 412	0.0001
Man.	0.0	0.0	0.0	0.0000
Sask.	50 821	68 513	1 900	0.8363
Alta.	103 914	41 712	1 064	0.0150
B.C.	10 978	1 421	172	0.1621
Y.T.	0.6	0	0	0.0000
N.W.T.	3.7	0	0.1	0.0000
Nvt.	2	0	0	0.0000
Total	424 101	155 882	27 406	1.0290

* E3MC accounts for air pollutant emissions from electricity generation as well as a relatively small amount of air pollutant emissions from operational processes including distribution. It is possible for some technology types to be associated with zero air pollutant emissions from electricity generation but positive air pollutant emissions from operational processes. The totals presented in this table represent the sum of both sources of air pollutant emissions.

Tableau 12. Réductions supplémentaires des émissions de polluants atmosphériques entre 2024 et 2050, par province (en tonnes)*

Province	NO _x	SO _x	PM _{2,5}	Hg
T.-N.-L.	591	63	7	0,0000
Î.-P.-É.	146	185	9,5	0,0000
N.-É.	27 816	15 039	-224	0,0154
N.-B.	4 112	29 004	65	0,0000

Province	NO _x	SO _x	PM _{2,5}	Hg
Qc	0,0	0,0	0,0	0,0000
Ont.	225 718	-55	24 412	0,000 1
Man.	0,0	0,0	0,0	0,0000
Sask.	50 821	68 513	1 900	0,836 3
Alb.	103 914	41 712	1 064	0,015 0
C.-B.	10 978	1 421	172	0,162 1
Yn	0,6	0	0	0,000 0
T.N.-O.	3,7	0	0,1	0,000 0
Nun.	2	0	0	0,000 0
Total	424 101	155 882	27 406	1,029 0

* E3MC tient compte des émissions de polluants atmosphériques provenant de la production d'électricité ainsi que d'une quantité relativement faible d'émissions de polluants atmosphériques provenant des processus opérationnels, y compris la distribution. Il est possible que certains types de technologie soient associés à des émissions de polluants atmosphériques nulles pour la production d'électricité, mais positives pour les processus opérationnels. Les totaux présentés dans ce tableau représentent la somme des deux sources d'émissions de polluants atmosphériques.

As seen in Table 12, Alberta, Saskatchewan, Ontario, Nova Scotia and New Brunswick are the provinces that would incur the greatest amount of air pollutant emission reductions, largely attributable to the switch from unabated natural gas plants to low, or non-emitting sources of electricity generation. Depending on the location of these air pollutant emission reductions, the proposed Regulations would be expected to result in improvements to localized air quality. It should be noted that biomass, biomass CCS and NG CCS are associated with air pollutants emissions from electricity generation. As such, provinces with significant incremental buildout of these technologies may experience less overall incremental air pollutant reductions than provinces who rely more on non-emitting technology types.

Air pollution is recognized globally as a major contributor to the development of disease and premature death and is a key environmental risk factor to human health in Canada. Exposure to air pollution increases the risk of premature mortality from heart disease, stroke and lung cancer, as well as the risk of adverse respiratory and cardiovascular diseases. Children, the elderly and individuals with underlying health conditions are particularly vulnerable to the adverse effects of air pollution. Moreover, scientific evidence shows that adverse health effects occur at very low concentrations for many pollutants, with no indication of a threshold below which there are no risks. Therefore, a small decrease in air pollution is associated with a reduction in the risk of adverse health outcomes for exposed populations. The Department of Health estimates that in 2015, air pollution from electricity generating units contributes to about 150 premature deaths per year in Canada

Comme le montre le tableau 12, l'Alberta, la Saskatchewan, l'Ontario, la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick sont les provinces qui subiraient les plus fortes réductions d'émissions de polluants atmosphériques, en grande partie attribuables à l'abandon des centrales au gaz naturel au profit de sources de production d'électricité peu ou non émettrices. Dépendamment de la localisation de ces réductions d'émissions de polluants atmosphériques, il est attendu que le projet de règlement améliorerait la qualité de l'air au niveau local. Il convient de noter que la biomasse, la biomasse avec les systèmes de CSC et le gaz naturel avec CSC sont associés à des émissions de polluants atmosphériques provenant de la production d'électricité. Par conséquent, les provinces où ces technologies sont mises en place de façon progressive et importante pourraient connaître des réductions différentielles globales de polluants atmosphériques moins importantes que les provinces qui misent davantage sur des types de technologies sans émission.

La pollution de l'air est reconnue mondialement comme un facteur majeur de développement de maladies et de décès prématurés et constitue un facteur de risque environnemental clé pour la santé humaine au Canada. L'exposition à la pollution atmosphérique augmente le risque de mortalité prématurée par cardiopathie, accident vasculaire cérébral et cancer du poumon, ainsi que le risque de maladies respiratoires et cardiovasculaires. Les enfants, les personnes âgées et les personnes souffrant de problèmes de santé sous-jacents sont particulièrement vulnérables aux effets néfastes de la pollution atmosphérique. Par ailleurs, les preuves scientifiques montrent que les effets néfastes sur la santé se produisent à des concentrations très faibles pour de nombreux polluants, sans indication d'un seuil en dessous duquel il n'y a pas de risques. Par conséquent, une légère diminution de la pollution atmosphérique est associée à une réduction du

as well as many non-fatal outcomes, with a total cost of \$1.2 billion per year (2015 constant dollars).³⁰ While negative health impacts are expected to be significantly mitigated by the *Regulations Amending the Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations*, the proposed Regulations would be expected to also reduce adverse health impacts.

The proposed Regulations would also result in 1 029 kg of mercury emissions reductions, the majority of which would be located in southern Saskatchewan. Exposure to mercury is associated with a wide range of adverse health effects in humans (notably, the nervous system is sensitive to the toxicity of mercury), with developing fetuses and children being the most susceptible to these adverse health effects.

Impacts to air quality and associated health benefits have not been quantified nor monetized in this analysis. However, air pollutant emission reductions associated with the proposed Regulations would be expected to reduce the risk of adverse health outcomes for affected populations, which would accrue as monetized benefits into the future.

Potential environmental benefits

To the extent that the reductions in air pollution depicted in Table 12 improve localized air quality, the proposed Regulations may also reduce environmental harms in the form of improved visibility, avoided cleaning costs for surface soiling, improved yield for crop producers, improved health of forest ecosystems and reduced risk of illness or premature death within sensitive wildlife or livestock populations, depending on what is located in proximity to the emission site. Impacts to air quality and associated environmental benefits have similarly not been quantified nor monetized in this analysis.

Fuel cost savings

Emitting plant types require a fuel source to generate electricity (e.g. natural gas, heavy fuel oil, light fuel oil, liquefied petroleum gas, biomass, or waste). By contrast, non-emitting plant types use renewable energy sources such as water, wind, heat or the sun to generate electricity, all

risque d'effets néfastes sur la santé pour les populations exposées. En 2015, le ministère de la Santé a estimé que la pollution atmosphérique provenant des groupes de production d'électricité contribue à environ 150 décès prématurés par an au Canada, ainsi qu'à de nombreuses conséquences non fatales, pour un coût total de 1,2 milliard de dollars par an (dollars constants de 2015)³⁰. Alors que les effets négatifs sur la santé devraient être considérablement atténués par le *Règlement modifiant le Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon*, le projet de règlement devrait également réduire les effets négatifs sur la santé.

Le projet de règlement permettrait également de réduire les émissions de mercure de 1 029 kg, dont la majeure partie se situerait dans le sud de la Saskatchewan. L'exposition au mercure est associée à un large éventail d'effets néfastes sur la santé humaine (notamment, le système nerveux est sensible à la toxicité du mercure), les fœtus et les enfants en développement étant les plus sensibles à ces effets néfastes sur la santé.

Les répercussions sur la qualité de l'air et les bénéfices sanitaires associés n'ont pas été quantifiés ni monétisés dans cette analyse. Cependant, les réductions des émissions de polluants atmosphériques associées au projet de règlement devraient réduire le risque d'effets néfastes sur la santé des populations concernées, ce qui se répercuterait comme un bénéfice économique dans l'avenir.

Avantages potentiels pour l'environnement

Dans la mesure où les réductions de la pollution atmosphérique décrites dans le tableau 12 améliorent la qualité de l'air au niveau local, le projet de règlement peut également réduire les nuisances environnementales en améliorant la visibilité, en évitant les coûts de nettoyage des surfaces, en améliorant le rendement des cultures, en améliorant la santé des écosystèmes forestiers et en réduisant le risque de maladie ou de décès prématuré chez les populations sensibles d'animaux sauvages ou d'élevage, en fonction de ce qui se trouve à proximité du site d'émission. Comme pour les avantages potentiels pour la santé, les répercussions sur la qualité de l'air et les bénéfices environnementaux associés n'ont pas été quantifiés ni monétisés dans cette analyse.

Économies de carburant

Les centrales émettrices ont besoin d'une source de combustible pour produire de l'électricité (gaz naturel, mazout lourd, mazout léger, gaz de pétrole liquéfié, biomasse, déchets, etc.) En revanche, les groupes non émetteurs utilisent des sources d'énergie renouvelables telles que l'eau,

³⁰ Health impacts of air pollution from transportation, industry and residential sources in Canada (PDF).

³⁰ Impacts sur la santé de la pollution de l'air au Canada provenant du transport, de l'industrie et de la combustion résidentielle (PDF).

of which are provided by the natural environment. With the exception of plants that implement CCS,³¹ the switch from emitting plant types to low or non-emitting plant types under the proposed Regulations would significantly reduce operational costs to the electricity generation sector with respect to fuel. Using outputs from E3MC, the CBA estimates that the proposed Regulations would result in a total of \$13.5 billion in fuel savings for electricity generating units over the 27-year analytical period. The distribution of these savings by province is presented in Table 13.

le vent, la chaleur ou le soleil pour produire de l'électricité, qui sont toutes fournies par l'environnement naturel. À l'exception des centrales qui mettent en œuvre le CSC³¹, le passage des types de centrales émettrices à des types de centrales à peu ou non émettrices en vertu du projet de règlement réduirait considérablement les coûts opérationnels du secteur de la production d'électricité en ce qui concerne les carburants. En utilisant les résultats du modèle E3MC, l'ACA estime que le projet de règlement entraînerait des économies totales de 13,5 milliards de dollars en carburant pour les groupes de production d'électricité au cours de la période d'analyse de 27 ans. La répartition de ces économies par province est présentée au tableau 13.

Table 13. Incremental fuel cost-savings by province (millions of dollars)

Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	27-year total	Annualized average (n=27)
NL	0	54	237	103	48	442	21
PE	0	4	8	1	0	13	1
NS	-5	147	651	661	532	1,986	96
NB	4	81	279	64	130	558	27
QC	0	6	28	26	24	84	4
ON	-23	245	1,484	1,798	1,353	4,858	235
MB	0	0	0	0	0	0	0
SK	-2	100	632	718	701	2,148	104
AB	2	135	899	1,035	1,141	3,211	155
BC	0	13	74	69	66	222	11
YK	0	0	0	0	0	0	0
NT	0	0	0	0	0	0	0
NU	0	0	0	0	0	0	0
Total	-25	785	4,292	4,475	3,994	13,522	653

* Fuel expenditure increases in the early years of the analytical period due to changes in generation versus imports, as well as fuel use from the new electricity system technologies that are modelled to be constructed during this period (i.e., NG CCS and biomass). This observation is also true for variable O&M.

³¹ Plant types with CCS are able to abate the vast majority of their GHG emissions by capturing and storing those emissions (typically underground) instead of releasing them into the atmosphere. However, these CCS technologies come with trade-offs to fuel usage and associated air pollution. Specifically, plant types with CCS use more fuel to generate 1 MWh of electricity than their unabated counterparts, in order to power the systems that sequester the GHG emissions. Since more fuel is being burned, a proportionate increase in air pollutants is released into the atmosphere (because CCS technologies only capture and store GHGs, not air pollutants). This phenomenon is sometimes referred to as the "energy penalty."

³¹ Les types d'installations dotées de systèmes de CSC sont capables de réduire la grande majorité de leurs émissions de GES en capturant et en stockant ces émissions (généralement sous terre) au lieu de les rejeter dans l'atmosphère. Cependant, ces technologies de CSC s'accompagnent de compromis au niveau de l'utilisation des combustibles et de la pollution atmosphérique associée. Plus précisément, les centrales dotées de CSC utilisent davantage de combustible pour produire 1 MWh d'électricité que leurs homologues sans CSC, afin d'alimenter les systèmes qui stockent les émissions de gaz à effet de serre. Étant donné que plus de carburant est brûlé, une augmentation proportionnelle des polluants atmosphériques est rejetée dans l'atmosphère (parce que les technologies de CSC ne capturent et ne stockent que les GES, et non les polluants atmosphériques). Ce phénomène est parfois appelé « pénalité énergétique ».

Tableau 13. Économies différentielles de carburant par province (millions de dollars)

Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annualisée (n=27)
T.-N.-L.	0	54	237	103	48	442	21
Î.-P.-É.	0	4	8	1	0	13	1
N.-É.	-5	147	651	661	532	1 986	96
N.-B.	4	81	279	64	130	558	27
Qué.	0	6	28	26	24	84	4
Ont.	-23	245	1 484	1 798	1 353	4 858	235
Man.	0	0	0	0	0	0	0
Sask.	-2	100	632	718	701	2 148	104
Alb.	2	135	899	1 035	1 141	3 211	155
C.-B.	0	13	74	69	66	222	11
Yn.	0	0	0	0	0	0	0
T.N.-O.	0	0	0	0	0	0	0
Nt.	0	0	0	0	0	0	0
Total	-25	785	4 292	4 475	3 994	13 522	653

* Les dépenses en combustibles augmentent au cours des premières années de la période d'analyse en raison de l'évolution de la production par rapport aux importations, ainsi que de l'utilisation de combustibles provenant des nouvelles technologies du réseau électrique dont la construction est modélisée au cours de cette période (c'est-à-dire la production d'électricité au gaz naturel avec système de CSC, et la production d'électricité avec de la biomasse). Cette observation vaut également pour les coûts variables d'exploitation et d'entretien.

A detailed example of how fuel cost savings were calculated will be made available upon request by the Department in the coming months.

Un exemple détaillé de la manière dont les économies de carburant ont été calculées sera fourni sur demande par le département dans les mois à venir.

Variable operations and maintenance cost-savings

When considering all types of low or non-emitting plants, the average cost to operate and maintain those units on a variable basis (per MWh generation) is lower than that of unabated emitting plant types. As such, the switch from emitting plant types to low or non-emitting plant types under the proposed Regulations would tend to reduce variable operations and maintenance (O&M) costs to the electricity sector. Using outputs from E3MC, the CBA estimates that the proposed Regulations would result in a total of \$1.4 billion in O&M cost savings over the 27-year analytical period. The distribution of this cost savings by province is presented in Table 14.

Économies sur les coûts variables d'opération et de maintenance

Si l'on considère tous les types de centrales peu ou non émettrices, le coût moyen d'opération et de maintenance de ces groupes sur une base variable (par MWh de production) est inférieur à celui des types de centrales émettrices. Ainsi, le passage de types de centrales émettrices à des types de centrales peu ou non émettrices dans le cadre du projet de règlement tendrait à réduire les coûts variables d'opération et de maintenance (VOM) pour le secteur de l'électricité. En utilisant les résultats du modèle E3MC, l'ACA estime que le projet de règlement entraînerait des économies totales de 1,4 milliard de dollars en coûts VOM au cours de la période d'analyse de 27 ans. La répartition de ces économies par province est présentée au tableau 14.

Table 14. Incremental variable O&M cost savings by province (millions of dollars)

Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	27-year total	Annualized average (n=27)
NL	0	2	9	3	2	16	1
PE	0	0	1	1	1	3	0

Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	27-year total	Annualized average (n=27)
NS	0	8	26	30	29	93	4
NB	1	10	26	10	19	67	3
QC	0	0	-1	-1	0	-2	0
ON	-3	32	147	166	140	482	23
MB	0	0	0	0	0	0	0
SK	0	17	85	63	40	205	10
AB	-5	23	264	185	182	650	31
BC	-1	-8	-25	-32	-45	-111	-5
YK	0	0	0	0	0	0	0
NT	0	0	0	0	0	0	0
NU	0	0	0	0	0	0	0
Total	-7	83	531	426	368	1,402	68

Tableau 14. Économies différentielles sur les coûts variables d'opération et de maintenance par province (millions de dollars)

Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annualisée (n=27)
T.-N.-L.	0	2	9	3	2	16	1
Î.-P.-É.	0	0	1	1	1	3	0
N.-É.	0	8	26	30	29	93	4
N.-B.	1	10	26	10	19	67	3
Qué.	0	0	-1	-1	0	-2	0
Ont.	-3	32	147	166	140	482	23
Man.	0	0	0	0	0	0	0
Sask.	0	17	85	63	40	205	10
Alb.	-5	23	264	185	182	650	31
C.-B.	-1	-8	-25	-32	-45	-111	-5
Yn.	0	0	0	0	0	0	0
T.N.-O.	0	0	0	0	0	0	0
Nt.	0	0	0	0	0	0	0
Total	-7	83	531	426	368	1 402	68

A detailed example of how O&M savings were calculated will be made available upon request by the Department in the coming months.

Refurbishment cost-savings

Refurbishment costs are periodic capital costs undertaken at the end of a unit's operational lifetime, spent to return a unit to a condition similar to that at the time of its original commissioning. E3MC does not apply the concept of operating lifetime to units and thus, many units in the model

Un exemple détaillé de la manière dont les économies de coûts variables d'opération et de maintenance ont été calculées sera fourni sur demande par le département dans les mois à venir.

Réduction des coûts de mise à neuf

Les coûts de mise à neuf sont des coûts d'investissement périodiques entrepris à la fin de la durée de vie opérationnelle d'un groupe, dépensés pour remettre un groupe dans un état similaire à celui de sa mise en service initiale. Le modèle E3MC n'applique pas le concept de durée de vie

are assumed to continue to operate regardless of their age. To ensure that periodic refurbishment costs are reflected in the analysis, the CBA places an extra cost on units in the year that they would reach the end of their operating lifetime. Once that extra cost is applied, the CBA models that unit operating for another operating lifetime, after which the extra cost would be incurred again. This cycle is repeated from a unit's online date to the end of the analytical period in 2050.

The CBA conceptualizes refurbishment cost as the "brownfield" cost of replacing an old unit with a new unit of equivalent type and capacity. Brownfield means that a new unit is constructed using an old unit's infrastructure as a basis, which is much less costly than constructing a new unit in a new area ("greenfield"). The most significant cost difference between brownfield and greenfield construction is the presence of fuel feedstock lines and electricity transmission lines that connect the unit upstream and downstream. The CBA makes a conservative assumption that the cost of brownfield construction is one third that of greenfield construction for any given plant type. This conservative assumption likely understates the magnitude of cost savings that would be realized.

Under the proposed Regulations, provinces with relatively high-emitting capacity in the baseline scenario are expected to see foregone refurbishment costs in the regulatory scenario as units retire, with two exceptions. The first exception is unabated natural gas plants that retrofit with CCS, which are assumed to remain on their original refurbishment schedules but would now incur higher brownfield costs at the end of their operating lifetimes. The second exception is electricity storage, which has a shorter operating lifetime than other electricity system technologies. Overall, the CBA modelling estimates that the proposed Regulations would result in a total of \$55 million of incremental refurbishment cost savings over the 27-year analytical period. The distribution of refurbishment cost savings by province is presented in Table 15.

opérationnelle d'un groupe et, par conséquent, le modèle assume que de nombreux groupes continuent à fonctionner, quel que soit leur âge. Pour s'assurer que les coûts de mise à neuf périodique sont pris en compte dans l'analyse, l'ACA applique un coût supplémentaire aux groupes l'année où ils atteignent la fin de leur durée de vie utile. Une fois ce surcoût appliqué, l'ACA modélise ce groupe pour une autre durée de vie utile, après laquelle le surcoût serait à nouveau encouru. Ce cycle se répète de la date de mise en service d'un groupe jusqu'à la fin de la période d'analyse en 2050.

L'ACA conçoit le coût de mise à neuf comme étant celui associé au remplacement d'un ancien groupe sur le même site. Ce coût type de remplacement utilise l'infrastructure d'un ancien groupe comme base, ce qui est beaucoup moins coûteux que la construction d'un nouveau groupe dans une nouvelle zone. La différence de coût la plus importante entre la construction d'un nouveau groupe sur un site existant et celle d'un nouveau groupe sur un nouveau site est la présence de lignes d'alimentation en combustible et de lignes de transmission d'électricité qui relient les groupes en amont et en aval. L'ACA part de l'hypothèse prudente que le coût de la construction d'une nouvelle centrale sur un site existant est d'un tiers de celui de la construction d'une nouvelle centrale sur un nouveau site, quel que soit le type de centrale. Cette hypothèse prudente sous-estime probablement l'ampleur des économies qui seraient réalisées.

En vertu du projet de règlement, les provinces ayant une grande quantité de capacité émettrice dans le scénario de référence devraient voir les coûts de mise à neuf réduits dans le scénario réglementaire à mesure que les groupes sont retirés, à deux exceptions près. La première exception concerne les groupes au gaz naturel sans dispositif de réduction des émissions qui se convertissent au gaz naturel avec CSC, qu'on suppose respecter leur calendrier de remise en état initial, mais dont les coûts de mise à neuf seraient désormais plus élevés à la fin de leur durée de vie utile. La deuxième exception concerne le stockage de l'électricité, dont la durée de vie est plus courte que celle des autres infrastructures du réseau électrique. Dans l'ensemble, la modélisation de l'ACA estime que le projet de règlement permettrait de réaliser des économies supplémentaires de 55 millions de dollars sur les coûts de remise à neuf au cours de la période d'analyse de 27 ans. La distribution des économies de coûts de remise à neuf par province est présentée au tableau 15.

Table 15. Incremental refurbishment cost-savings by province (millions of dollars)

Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	27-year total	Annualized average (n=27)
NL	0	0	11	29	0	41	2
PE	0	0	0	0	0	0	0
NS	0	0	-24	0	0	-24	-1

Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	27-year total	Annualized average (n=27)
NB	0	0	0	0	0	0	0
QC	0	30	-6	3	0	27	1
ON	0	48	101	0	0	149	7
MB	0	0	0	0	0	0	0
SK	0	0	-5	-85	0	-90	-4
AB	99	0	0	-219	-78	-198	-10
BC	0	0	111	-9	49	151	7
YK	0	0	0	0	0	0	0
NT	0	0	0	0	0	0	0
NU	0	0	0	0	0	0	0
Total	99	77	189	-281	-28	55	3

Tableau 15. Économies différentielles liées à la remise à neuf par province (millions de dollars)

Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annualisée (n=27)
T.-N.-L.	0	0	11	29	0	41	2
Î.-P.-É.	0	0	0	0	0	0	0
N.-É.	0	0	-24	0	0	-24	-1
N.-B.	0	0	0	0	0	0	0
Qué.	0	30	-6	3	0	27	1
Ont.	0	48	101	0	0	149	7
Man.	0	0	0	0	0	0	0
Sask.	0	0	-5	-85	0	-90	-4
Alb.	99	0	0	-219	-78	-198	-10
C.-B.	0	0	111	-9	49	151	7
Yn.	0	0	0	0	0	0	0
T.N.-O.	0	0	0	0	0	0	0
Nt.	0	0	0	0	0	0	0
Total	99	77	189	-281	-28	55	3

Costs

As emitting sources of electricity generation are replaced by low or non-emitting sources, the proposed Regulations would result in incremental costs related to constructing new generation and storage capacity, constructing new transmission lines, fixed operations and maintenance, residual value of capital on early retirements and increased net import expenditure, alongside increased administrative and government costs.

Each of these costs are described in detail in the subsections below.

Coûts

À mesure que les sources de production d'électricité émettrices sont remplacées par des sources peu ou non émettrices, le projet de règlement entraînerait des coûts supplémentaires liés à la construction de nouvelles capacités de production et de stockage, à la construction de nouvelles lignes de transmission, aux opérations fixes et à la maintenance, à la valeur résiduelle du capital en cas de mise hors service anticipée et à l'augmentation des dépenses nettes d'importation ainsi que l'augmentation des coûts administratifs et gouvernementaux.

Chacun de ces coûts est décrit en détail dans les sous-sections ci-dessous.

Capital costs for new electricity system capacity

New electricity system capacity denotes the year-over-year increase in generation and storage capacity required in both the baseline scenario and the regulatory scenario to meet energy demand and other constraints. The proposed Regulations would result in less new capital buildout of emitting plant types and more new capital buildout of low- or non-emitting plant types. Most non-emitting plant types have a higher capital cost per MW capacity than their emitting counterparts. Emitting plant types with CCS also have a higher capital cost per MW capacity than their unabated counterparts. Accordingly, the cost-savings associated with forgone buildout of new emitting capacity are generally smaller than the costs associated with buildout of new low- or non-emitting capacity.

Using outputs from E3MC, the CBA estimates that the proposed Regulations would result in a total of \$53.7 billion in incremental capital costs to the electricity generation sector for new electricity system capacity over the 27-year analytical period. Total capital cost distributed by province is presented in Table 16 and annualized average capital cost by technology type and province is presented in Table 17.

Coûts d'investissement pour les nouvelles capacités du réseau électrique

La nouvelle capacité du réseau électrique désigne l'augmentation d'une année à l'autre de la capacité de production et de stockage requise à la fois dans le scénario de référence et dans le scénario réglementaire pour répondre à la demande d'énergie et à d'autres contraintes. Le projet de règlement entraînerait une diminution des nouveaux investissements dans les types de centrales émettrices et une augmentation des nouveaux investissements dans les types de centrales peu ou non émettrices. La plupart des types de centrales non émettrices ont un coût d'investissement par MW de capacité plus élevée que leurs homologues émettrices. Les types de centrales émettrices dotées d'un système de captage et de stockage du carbone ont également un coût d'investissement par MW de capacité plus élevée que leurs homologues sans dispositif de réduction d'émissions. Par conséquent, les économies associées à l'abandon de nouvelles capacités émettrices sont généralement inférieures aux coûts associés à la mise en chantier de nouvelles capacités peu ou non émettrices.

En utilisant les résultats du modèle E3MC, l'ACA estime que le projet de règlement entraînerait un total de 53,7 milliards de dollars en coûts d'investissement différentiels dans le secteur de la production d'électricité pour la nouvelle capacité du réseau électrique au cours de la période d'analyse de 27 ans. Ces coûts d'infrastructure sont répartis par province, comme le montre le tableau 16, et par type de technologie, comme le montre le tableau 17. Le coût en capital total réparti par province est présenté au tableau 16, et le coût en capital moyen annualisé par type de technologie et province est présenté au tableau 17.

Table 16. Incremental capital cost for new electricity system capacity by province (millions of dollars)

Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	27-year total	Annualized average (n=27)
NL	0	0	780	210	1,235	2,225	107
PE	0	0	0	0	0	0	0
NS	1,648	3,730	642	743	-623	6,140	297
NB	0	0	1,405	4,340	0	5,745	277
QC	2	294	64	0	-79	281	14
ON	-63	3,900	10,251	-1,225	217	13,081	632
MB	0	0	0	0	0	0	0
SK	340	1,241	2,467	30	2,628	6,707	324
AB	2,607	14,606	683	357	-1,340	16,914	817
BC	0	1,626	953	88	-93	2,574	124
YK	0	0	0	0	0	0	0
NT	0	0	0	0	0	0	0
NU	0	0	0	0	0	0	0
Total	4,534	25,398	17,246	4,543	1,946	53,667	2,592

Tableau 16. Coût d'investissement différentiel pour la nouvelle capacité du réseau électrique par province (millions de dollars)

Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annualisée (n=27)
T.-N.-L.	0	0	780	210	1 235	2 225	107
Î.-P.-É.	0	0	0	0	0	0	0
N.-É.	1 648	3 730	642	743	-623	6 140	297
N.-B.	0	0	1 405	4 340	0	5 745	277
Qué.	2	294	64	0	-79	281	14
Ont.	-63	3 900	10 251	-1 225	217	13 081	632
Man.	0	0	0	0	0	0	0
Sask.	340	1 241	2 467	30	2 628	6 707	324
Alb.	2 607	14 606	683	357	-1 340	16 914	817
C.-B.	0	1 626	953	88	-93	2 574	124
Yn.	0	0	0	0	0	0	0
T.N.-O.	0	0	0	0	0	0	0
Nt.	0	0	0	0	0	0	0
Total	4 534	25 398	17 246	4 543	1 946	53 667	2 592

Table 17. Annualized average (n=27) capital cost for new electricity system capacity by technology type and province (millions of dollars)

	NL	NS	NB	QC	ON	SK	AB	BC	Total
OGCT	0	43	-13	0	-2	-19	-43	0	-34
OGCC	0	0	-25	0	-4	-36	-82	0	-147
Small OGCC	0	-14	-28	0	-4	-40	-90	0	-177
NG CCS*	0	0	0	0	0	181	820	0	1,001
Nuclear	0	0	281	0	0	204	196	0	681
Base hydro	26	27	38	0	0	4	55	1	151
Peak hydro	0	0	0	14	452	0	0	94	560
Small hydro	21	0	0	-3	95	7	-84	10	45
Biomass	12	138	25	0	10	3	48	2	238
Biomass CCS	0	0	0	0	105	9	12	11	138
Onshore wind	18	73	-0.1	2	-25	4	-24	5	52
Offshore wind	27	19	-0.04	0	0	0	0	0	46
Solar PV	-0.1	2	0	-0.01	4	8	5	0.1	19
Storage	4	8	0	1	2	-1	4	2	19
Total	107	297	277	14	632	324	817	124	2,592

* Capital cost expenditure with respect to NG CCS has two components: new build of NG CCS and retrofit of existing natural gas units to deploy CCS.

Tableau 17. Coût en capital moyen annualisé (n=27) pour les nouvelles capacités de production d'électricité par type de technologie et province (millions de dollars)

	T.-N.-L.	N.-É.	N.-B.	Qué.	Ont.	Sask.	Alb.	C.-B.	Total
TCPG	0	43	-13	0	-2	-19	-43	0	-34
CCPG	0	0	-25	0	-4	-36	-82	0	-147
Petit CCPG	0	-14	-28	0	-4	-40	-90	0	-177
GN CSC	0	0	0	0	0	181	820	0	1,001
Nucléaire	0	0	281	0	0	204	196	0	681
Hydro, charge de base	26	27	38	0	0	4	55	1	151
Hydro, de pointe	0	0	0	14	452	0	0	94	560
Petites centrales hydroélectriques	21	0	0	-3	95	7	-84	10	45
Biomasse	12	138	25	0	10	3	48	2	238
Biomasse CSC	0	40	0	0	105	9	12	11	138
Éolien terrestre	18	73	-0,1	2	-25	4	-24	5	52
Énergie éolienne en mer	27	19	-0,04	0	0	0	0	0	46
PV solaire	-0,1	2	0	-0,01	4	8	5	0,1	19
Stockage	4	8	0	1	2	-1	4	2	19
Total	107	297	277	14	632	324	817	124	2,592

* Les dépenses en immobilisations liées au captage et stockage du carbone à partir du gaz naturel comportent deux volets : la construction de nouveaux systèmes de captage et de stockage et la mise à niveau des groupes existants alimentés au gaz naturel pour déployer les systèmes de captage et stockage du carbone.

As depicted in Table 16, Prince Edward Island, Manitoba, Yukon, Northwest Territories and Nunavut are not expected to undertake any significant build-out of electricity system technologies in response to the proposed Regulations, while significant new investment is expected in Alberta, Ontario, Saskatchewan, Nova Scotia and New Brunswick. As depicted in Table 17, the majority of capital cost for those provinces would be attributable to the build-out of biomass in Nova Scotia, nuclear in New Brunswick, peak hydro in Ontario, nuclear in Saskatchewan and NG CCS in Alberta. Overall, the proposed Regulations would result in decreased new capital build-out of unabated emitting generation technologies (OGCT, OGCC and small OGCC), paired with increased new build-out of all other types of electricity system technologies.

A detailed example of how capital costs for new electricity system capacity was calculated will be made available upon request by the Department in the coming months. The cost to government for incremental uptake of the modelled ITC associated with the capital costs to the electricity generation sector denoted in Table 16 is presented in the government cost subsection.

Comme le montre le tableau 16, l'Île-du-Prince-Édouard, le Manitoba, le Yukon, les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut ne devraient pas entreprendre d'importants développements de technologies sur le réseau électrique en réponse au projet de règlement, tandis que de nouveaux investissements importants sont attendus en Alberta, en Ontario, en Saskatchewan, Nouvelle-Écosse et Nouveau-Brunswick. Comme le montre le tableau 17, la majorité des coûts en capital pour ces provinces seraient attribuables à la construction de centrales utilisant la biomasse en Nouvelle-Écosse, de centrales nucléaires au Nouveau-Brunswick, de l'hydroélectricité de pointe en Ontario, de centrales nucléaires en Saskatchewan et du CSC associé à la production d'électricité au gaz naturel en Alberta. Dans l'ensemble, le projet de règlement entraînerait une diminution de la construction de nouveaux capitaux pour les technologies de production d'électricité sans dispositif de réduction des émissions (TCPG, CCPG et petit CCPG), jumelé à une augmentation de la construction de tous les autres types de technologies de réseaux électriques.

Un exemple détaillé de la manière dont les coûts d'investissement pour les nouvelles capacités de production d'électricité ont été calculés sera fourni sur demande par le département dans les mois à venir. Le coût pour le gouvernement de l'adoption progressive de l'ITC modélisé associé aux coûts d'investissement pour le secteur de la production d'électricité indiqués dans le tableau 16 est présenté dans la sous-section consacrée aux coûts pour le gouvernement.

Capital cost for new transmission lines

NextGrid modelling indicates that minimizing the system-wide costs of the proposed Regulations while ensuring reliability would entail provinces constructing certain interties to facilitate the movement of domestically produced electricity. Using outputs from NextGrid, the CBA estimates that the proposed Regulations would result in a total of \$6.7 billion in incremental capital costs for new interprovincial transmission lines over the 27-year analytical period. The CBA assumes that the capital cost of all new transmission lines would be shared evenly between the two provinces that the line connects. The distribution of these infrastructure costs by province is presented in Table 18.

Coût du capital pour les nouvelles lignes de transmission

La modélisation faite avec le modèle NextGrid indique que minimiser les coûts du projet de règlement à l'échelle nationale, tout en assurant sa fiabilité, impliquerait que les provinces construisent certaines interconnexions pour faciliter le mouvement de l'électricité produite au pays. En utilisant les résultats du modèle NextGrid, l'ACA estime que le projet de règlement entraînerait un total de 6,7 milliards de dollars de coûts d'immobilisation supplémentaires pour de nouvelles lignes de transmission interprovinciales au cours de la période d'analyse de 27 ans. L'ACA suppose que le coût en capital de toutes les nouvelles lignes de transmission serait partagé également entre les deux provinces que la ligne relie. La répartition de ces coûts d'infrastructure par province est présentée au tableau 18.

Table 18. Incremental capital cost for new transmission lines by province (millions of dollars)

Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	27-year total	Annualized average (n=27)
NL	0	0	0	0	0	0	0
PE	0	79	0	0	0	79	4
NS	0	0	0	0	0	0	0
NB	0	79	0	0	0	79	4
QC	0	0	558	0	0	558	27
ON	0	443	597	52	291	1,383	67
MB	0	443	38	70	486	1,038	50
SK	0	437	0	18	196	651	31
AB	0	1,132	0	374	146	1,653	80
BC	0	694	0	374	146	1,215	59
YK	0	0	0	0	0	0	0
NT	0	0	0	0	0	0	0
NU	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	3,309	1,193	889	1,265	6,656	321

Tableau 18. Coût d'immobilisation différentiel pour les nouvelles lignes de transport par province (millions de dollars)

Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annualisée (n=27)
T.-N.-L.	0	0	0	0	0	0	0
Î.-P.-É.	0	79	0	0	0	79	4
N.-É.	0	0	0	0	0	0	0
N.-B.	0	79	0	0	0	79	4
Qué.	0	0	558	0	0	558	27
Ont.	0	443	597	52	291	1 383	67

Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annualisée (n=27)
Man.	0	443	38	70	486	1 038	50
Sask.	0	437	0	18	196	651	31
Alb.	0	1 132	0	374	146	1 653	80
C.-B.	0	694	0	374	146	1 215	59
Yn.	0	0	0	0	0	0	0
T.N.-O.	0	0	0	0	0	0	0
Nt.	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	3 309	1 193	889	1 265	6 656	321

Since the development and implementation of a new interprovincial transmission line requires many years to become operational, all interties that would come online between 2024 and 2030 are already planned and therefore, are not considered incremental to the proposed Regulations. The costs in Table 18 were calculated by multiplying the modelled transmission capacity (MW) by the estimated marginal transmission capital cost (\$/MW), as denoted in Table 19. Variance in marginal transmission capital cost is attributable to different line distances (kilometres) as well as provincial differences in geography and permitting.

Table 19. Incremental transmission capacity and estimated marginal transmission capital cost

Connected provinces	Modeled transmission capacity (MW)	Average marginal transmission capital cost (\$/MW, millions of dollars, 2022 constant dollars, undiscounted)
NB – PE	125	1.6
ON – QC	2 000	0.8
MB – ON	666	3.6
MB – SK	110	3.3
SK – MB	108	3.3
AB – SK	300	3.7
BC – AB	2 100	1.6

The proposed Regulations are not expected to create an incentive to expand interties to the Territories, as most generating units in the Territories are less than 25 MW in capacity and not connected to a NERC-regulated electricity system and therefore fall outside the scope of the proposed Regulations. Of note, the CBA does not account for any potential new build-out of intra-provincial transmission lines that may be required to connect new

Étant donné que le développement et la mise en œuvre d'une nouvelle ligne de transport interprovinciale nécessitent de nombreuses années avant que celle-ci soit opérationnelle, toutes les interconnexions qui seraient mises en service entre 2024 et 2030 sont déjà planifiées et, par conséquent, ne sont pas considérées comme des coûts supplémentaires par rapport au projet de règlement. Les coûts du tableau 18 ont été calculés en multipliant la capacité de transport modélisée (MW) par le coût marginal en capital du transport estimé (\$/MW), comme indiqué dans le tableau 19. La variation du coût marginal du capital de transport est attribuable aux différentes distances des lignes (kilomètres) ainsi qu'aux différences provinciales en matière de géographie et de permis.

Tableau 19. Capacité de transmission différentielle et coût marginal estimé du capital de transmission

Provinces connectées	Capacité de transmission modélisée (MW)	Coût marginal moyen du capital de transmission (\$/MW, millions de dollars, dollars constants de 2022, non actualisés)
N.-B. – Î.-P.-É.	125	1,6
Ont. – Qué.	2 000	0,8
Man. – Ont.	666	3,6
Man. – Sask.	110	3,3
Sask. – Man.	108	3,3
Alb. – Sask.	300	3,7
C.-B. – Alb.	2 100	1,6

Le projet de règlement ne devrait pas inciter à étendre les interconnexions aux territoires, car la plupart des groupes de production dans les territoires ont une capacité inférieure à 25 MW et ne sont pas branchés à un réseau électrique réglementé par la NERC, ce qui les exclut du champ d'application du projet de règlement. Il convient de noter que l'analyse coûts-avantages ne tient pas compte des nouvelles lignes de transport intraprovinciales qui pourraient

infrastructure build-out to the electricity system, as it is assumed that new infrastructure would make use of existing intra-provincial transmission lines.

Fixed operations and maintenance cost

When considering all types of low- or non-emitting plants, the average cost to operate and maintain on a fixed basis (per MW capacity) is higher than that of unabated emitting plant types. As such, the switch from emitting plant types to low- or non-emitting plant types under the proposed Regulations would tend to increase fixed O&M costs to the electricity sector. E3MC suggests that the proposed Regulations would result in a total of \$6.4 billion in fixed O&M costs over the 27-year analytical period. The distribution of these costs by province is presented in Table 20.

être nécessaires pour relier les nouvelles infrastructures au réseau électrique, étant donné que l'on suppose que les nouvelles infrastructures utiliseront les lignes de transport intraprovinciales existantes.

Coûts fixes d'opération et de maintenance

Si l'on considère tous les types de centrales à peu ou non émettrices, le coût moyen d'opération et de maintenance sur une base fixe (par MW de capacité) est plus élevé que celui des types de centrales sans dispositif de réduction des émissions. Ainsi, le passage de types de centrales émettrices à des types de centrales peu ou non émettrices dans le cadre du projet de règlement aurait tendance à augmenter les coûts fixes d'opération et de maintenance pour le secteur de l'électricité. E3MC suggère que le projet de règlement entraînerait un total de 6,4 milliards de dollars en coûts fixes d'opération et de maintenance au cours de la période d'analyse de 27 ans. La répartition de ces coûts par province est présentée dans le tableau 20.

Table 20. Incremental fixed O&M cost by province (millions of dollars)

Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	27-year total	Annualized average (n=27)
NL	0	-4	28	68	165	257	12
PE	0	0	-2	-2	-2	-6	0
NS	30	60	146	219	178	633	31
NB	0	0	26	511	463	1,001	48
QC	0	3	19	12	6	40	2
ON	-3	-38	200	159	31	350	17
MB	0	0	0	0	0	0	0
SK	5	62	182	253	301	802	39
AB	57	490	1,045	966	799	3,357	162
BC	0	-16	-24	-7	-10	-57	-3
YK	0	0	0	0	0	0	0
NT	0	0	-2	-2	-2	-6	0
NU	0	0	0	0	0	0	0
Total	89	556	1,619	2,179	1,930	6,372	308

Tableau 20. Coûts fixes différentiels de O&M par province (millions de dollars)

Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annualisée (n=27)
T.-N.-L.	0	-4	28	68	165	257	12
Î.-P.-É.	0	0	-2	-2	-2	-6	0
N.-É.	30	60	146	219	178	633	31
N.-B.	0	0	26	511	463	1 001	48
Qué.	0	3	19	12	6	40	2

Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annualisée (n=27)
Ont.	-3	-38	200	159	31	350	17
Man.	0	0	0	0	0	0	0
Sask.	5	62	182	253	301	802	39
Alb.	57	490	1045	966	799	3357	162
C.-B.	0	-16	-24	-7	-10	-57	-3
Yn.	0	0	0	0	0	0	0
T.N.-O.	0	0	-2	-2	-2	-6	0
Nt.	0	0	0	0	0	0	0
Total	89	556	1619	2179	1930	6372	308

A detailed example of how fixed O&M costs were calculated will be made available upon request by the Department in the coming months.

Residual value of capital on early retirements

As previously noted, the proposed Regulations do not prescribe any particular compliance pathway onto any particular unit that would not meet the CO₂ emissions intensity limit starting in 2035 and all results presented in the CBA represent a modelled scenario indicating what may occur in response to the proposed Regulations under a central case. Within this central case, NextGrid modelled the decisions that may be made by existing units that do not meet the CO₂ emissions intensity limit starting in 2035 (i.e. retire early, retrofit with CCS, or change operation regime to operate under the mass-based emission/duration flexibility), while E3MC modelled the decisions that may be made by all other units.

Under the central case modelling, the majority of unabated emitting units (56%) would continue to operate in a limited manner under the mass-based emission/duration flexibility in the year that the CO₂ emissions intensity limit begins applying to those units to provide backup capacity to the electricity system for reliability purposes. Another proportion of unabated emitting units (35%) would continue to operate by implementing a CCS system to meet the CO₂ emissions intensity limit. A minority of affected emitting units (9%) would retire earlier than they otherwise would have in the absence of the proposed Regulations.

Un exemple détaillé de la manière dont les coûts fixes d'opération et de maintenance ont été calculés sera fourni sur demande par le ministère dans les mois à venir.

Valeur résiduelle du capital en cas de mise hors service anticipée

Comme indiqué précédemment, le projet de règlement ne prescrit aucune voie de conformité particulière pour un groupe particulier qui ne respecterait pas la limite d'intensité des émissions de CO₂ à partir de 2035, et tous les résultats présentés dans l'analyse coûts-avantages représentent un scénario modélisé indiquant ce qui pourrait se produire en réponse au projet de règlement dans le cadre d'un scénario central. Dans ce cas central, le modèle NextGrid a modélisé les décisions qui pourraient être prises concernant les groupes existants qui ne respectent pas la limite d'intensité des émissions de CO₂ à partir de 2035 (c'est-à-dire mise hors service anticipée, mise à niveau avec système de CSC ou changement du régime d'exploitation pour opérer selon la flexibilité basée sur les heures d'opérations et la masse d'émissions), tandis que le modèle E3MC a modélisé les décisions qui pourraient être prises par tous les autres groupes.

Selon la modélisation du cas central, la majorité des groupes émetteurs sans dispositif de réduction des émissions (56 %) continueraient à fonctionner de manière limitée dans le cadre de la flexibilité basée sur les heures d'opérations et la masse d'émissions à partir de l'année où la limite d'intensité des émissions de CO₂ commence à s'appliquer à ces groupes, afin de fournir une capacité d'appoint au réseau électrique à des fins de fiabilité. Une autre proportion de groupes émetteurs sans dispositif de réduction des émissions (35 %) continuerait à fonctionner en mettant en œuvre un système de captage et de stockage du carbone pour respecter la limite d'intensité des émissions de CO₂. Une minorité de groupes émetteurs concernés (9 %) se retireraient plus tôt qu'ils ne l'auraient fait en l'absence du projet de règlement.

Using outputs from E3MC to monetize the retirement compliance pathway set out by NextGrid, the CBA estimates that the residual value of capital on early retirements would total \$1.3 billion over the 27-year analytical period (or a 27-year annualized average of \$65 million), all of which would be expected to occur in 2035. These costs were estimated by first multiplying the capacity (kW) of each retired unit in 2034 (i.e. their last year of full production) by the marginal generation capacity capital cost (\$/kW) of those units in 2035. This represents the greenfield cost to construct a new unit of equivalent capacity in the year of retirement. To transform this total value into the residual value of retired capital, those greenfield costs were then multiplied by the fraction of operating lifetime remaining for each unit, based on their online date as a proxy for their commissioning date.

Insofar that other capital would need to be constructed (or imports would need to rise) to replace the generation provided by the units that would retire early, assigning a cost to early retirements may constitute double-counting from a CBA perspective. However, this cost is retained within the CBA to recognize industry costs that may arise from unpaid debt servicing on assets that cease to operate.

Increased international net import expenditure

Using outputs from E3MC, the CBA estimates that incremental international export revenue would decrease by \$5.6 billion (2% decrease from the baseline scenario), while incremental import expenditure would increase by \$6 million (0.01% increase from the baseline scenario). Accordingly, net import expenditure (import expenditure minus export revenue) from international trade would increase by \$5.6 billion over the 27-year analytical period. The distribution of incremental net import expenditure by province is presented in Table 21.

En utilisant les résultats du modèle E3MC pour monétiser les mises hors service anticipées établies par le modèle NextGrid comme voie de conformité, l'ACA estime que la valeur résiduelle du capital de celles-ci totaliserait 1,3 milliard de dollars au cours de la période analytique de 27 ans (ou une moyenne annualisée de 65 millions de dollars sur 27 ans), dont la totalité devrait se produire en 2035. Ces coûts ont été estimés en multipliant d'abord la capacité (kW) de chaque groupe mis hors service en 2034 (c'est-à-dire leur dernière année de pleine production) par le coût marginal du capital de la capacité de production (\$/kW) de ces groupes en 2035. Cela représente le coût de la construction d'un nouveau groupe d'une capacité équivalente au cours de l'année de mise hors service. Pour transformer cette valeur totale en valeur résiduelle du capital mis hors service, ces nouveaux coûts ont ensuite été multipliés par la fraction de la durée de vie restante de chaque groupe, sur la base de leur date de mise en ligne, qui est une approximation de leur date de mise en service.

Dans la mesure où d'autres capitaux devraient être constitués (ou les importations devraient augmenter) pour remplacer la production fournie par les groupes qui feraient l'objet d'une mise hors service anticipée, l'attribution d'un coût à la mise hors service anticipée peut constituer un double comptage du point de vue de l'ACA. Cependant, ce coût est conservé dans l'ACA pour tenir compte des coûts des industries qui peuvent découler du service de la dette impayée sur les actifs qui cessent de fonctionner.

Augmentation des dépenses d'importations nettes internationales

À l'aide des résultats du modèle E3MC, l'ACA estime que les recettes d'exportation internationales supplémentaires diminueraient de 5,6 milliards de dollars (diminution de 2 % par rapport au scénario de référence), tandis que les dépenses d'importation supplémentaires augmenteraient de 6 millions de dollars (augmentation de 0,01 % par rapport au scénario de référence). En conséquence, les dépenses nettes d'importation (dépenses d'importation moins recettes d'exportation) provenant du commerce international augmenteraient de 5,6 milliards de dollars sur la période d'analyse de 27 ans. La répartition des dépenses d'importation nettes différentielles par province est présentée dans le tableau 21.

Table 21. Incremental international net import expenditure by province (millions of dollars)

Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	27-year total	Annualized average (n=27)
NL	0	0	0	0	0	0	0
PE	0	0	0	0	0	0	0
NS	0	0	0	0	0	0	0
NB	-12	-41	-85	-118	-54	-309	-15
QC	69	449	-1,274	998	1,758	2,000	97

Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	27-year total	Annualized average (n=27)
ON	-41	534	-972	-686	-202	-1,365	-66
MB	12	390	1,296	1,488	752	3,938	190
SK	0	5	5	-58	-54	-103	-5
AB	0	3	21	26	20	70	3
BC	13	17	-110	303	1,127	1,350	65
YK	0	0	0	0	0	0	0
NT	0	0	0	0	0	0	0
NU	0	0	0	0	0	0	0
Total	41	1,357	-1,118	1,953	3,348	5,581	270

Tableau 21. Dépenses différentielles d'importations nettes internationales par province (millions de dollars)

Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annualisée (n=27)
T.-N.-L.	0	0	0	0	0	0	0
Î.-P.-É.	0	0	0	0	0	0	0
N.-É.	0	0	0	0	0	0	0
N.-B.	-12	-41	-85	-118	-54	-309	-15
Qué.	69	449	-1 274	998	1 758	2 000	97
Ont.	-41	534	-972	-686	-202	-1 365	-66
Man.	12	390	1 296	1 488	752	3 938	190
Sask.	0	5	5	-58	-54	-103	-5
Alb.	0	3	21	26	20	70	3
C.-B.	13	17	-110	303	1 127	1 350	65
Yn.	0	0	0	0	0	0	0
T.N.-O.	0	0	0	0	0	0	0
Nt.	0	0	0	0	0	0	0
Total	41	1 357	-1 118	1 953	3 348	5 581	270

A detailed example of how fuel net export revenue was calculated will be made available upon request by the Department in the coming months. The CBA assumes that there would be no significant difference in the average emissions intensity of electricity generated in Canada versus that generated in the US for the purpose of bilateral trade. Carbon leakage is not expected to constitute a risk to the achievement of the avoided climate change damages presented in the benefits subsection.

The CBA considers that any impacts the proposed Regulations may have on domestic net import expenditure are transfers and are therefore analyzed in the distributional analysis section. It should be noted that, subject to some constraints, trade is an alternative to capital build out and would be selected when the latter is relatively more

Un exemple détaillé de la manière dont les recettes nettes d'exportation de combustible ont été calculées sera fourni sur demande par le département dans les mois à venir. L'ACA suppose qu'il n'y aurait pas de différence significative dans l'intensité moyenne des émissions de l'électricité produite au Canada par rapport à celle produite aux États-Unis aux fins du commerce bilatéral. Les fuites de carbone ne devraient pas constituer un risque pour la réalisation des dommages évités liés au changement climatique présentés dans la sous-section sur les avantages.

L'ACA considère que les répercussions que le projet de règlement pourrait avoir sur les dépenses d'importations nettes nationales sont transférées et sont donc analysées dans la section de l'analyse distributive. Il convient de noter que, sous réserve de certaines contraintes, le commerce est une alternative à la constitution de capital et

expensive. As such, provinces that are expected to increase their international or domestic net imports would also experience forgone increased capital costs for new electricity generation capacity. In other words, should the estimated trade impacts not occur as modelled, then the incremental capital cost for new electricity system capacity depicted in Table 16 would increase proportionately for import-dependent provinces.

Administrative costs

As noted in the description section, administrative requirements under the proposed Regulations would apply to any fossil-fuel fired electricity generation unit with capacity greater than or equal to 25 MW that is connected to a NERC-regulated electricity system, while compliance requirements (i.e. meeting the 30 t/GWh emissions intensity limit or appropriate exception) would apply to any fossil-fuel fired electricity generation unit with capacity greater than or equal to 25 MW that has net exports to a NERC-regulated electricity system. In alignment with NextGrid modelling, the CBA estimates that 125 facilities would be subject to administrative requirements,³² of which 124 would be expected to submit full-length annual reports. While certain facilities may be comprised of multiple electricity-generating units, the CBA assumes that the same “per event” administrative costs would be incurred for each facility, regardless of the number of units contained in each. Assumptions used to assess administrative costs are presented in Table 22.

serait choisi lorsque cette dernière est relativement plus coûteuse. Ainsi, les provinces qui devraient augmenter leurs importations nettes internationales ou intérieures éviteraient également une augmentation des coûts en capital pour la nouvelle capacité de production d'électricité. En d'autres termes, si les répercussions estimées sur le commerce ne se produisaient pas comme prévu par le modèle, le coût en capital supplémentaire pour la nouvelle capacité du réseau électrique décrit dans le tableau 16 augmenterait proportionnellement pour les provinces dépendantes des importations.

Frais administratifs

Comme indiqué dans la section Description, les exigences administratives prévues par le projet de règlement s'appliqueraient à tout groupe de production d'électricité à partir de combustibles fossiles d'une capacité supérieure ou égale à 25 MW qui est connectée à un réseau électrique réglementé par la NERC, tandis que les exigences de conformité (c'est-à-dire le respect de la norme de rendement de 30 t/GWh ou une exception appropriée) s'appliqueraient à tout groupe qui produit de l'électricité à partir de combustibles fossiles, d'une capacité supérieure ou égale à 25 MW, et qui a un solde exportateur vers un réseau électrique réglementé par la NERC supérieur à zéro gigawattheure. Conformément à la modélisation effectuée avec le modèle NextGrid, l'ACA estime que 125 installations seraient soumises à des exigences administratives,³² dont 124 devraient soumettre des rapports annuels complets. Bien que certaines installations puissent être composées de plusieurs groupes de production d'électricité, l'ACA suppose que les mêmes coûts administratifs « par événement » seraient encourus pour chaque installation, quel que soit le nombre de groupes contenus dans chacune d'entre elles. Les hypothèses utilisées pour évaluer les coûts administratifs sont présentées dans le tableau 22.

Table 22. Administrative cost assumptions, by administrative activity (2022 constant dollars, undiscounted)

Administrative activity	Timing	Facility count (in 2024)	Occupational category	Hours spent	Hourly wage rate (including overhead)	Approximate cost per event
Familiarization with administrative requirements	2024	125	Natural and applied sciences occupations	12.0	\$53.38	\$641
Familiarization with administrative requirements	2024	125	Professional occupations in law and social, community and government services	8.0	\$53.43	\$427

³² The breakdown of 125 affected facilities is estimated as follows: 75 facilities from NAICS 2211 (Electric Power generation, transmission and distribution), 16 facilities from NAICS 2111 (Oil and Gas Extraction), 28 facilities from NAICS 3221 (Pulp, Paper and Paperboard Mills), two facilities from NAICS 3311 (Iron & Steel Mills and Ferro-alloy Manufacturing), one facility from NAICS 3251 (Basic chemical manufacturing), one facility from NAICS 3241 (Petroleum and Coal Product Manufacturing), one facility from NAICS 4881 (Support Activities for Air Transportation) and one facility from NAICS 6113 (Universities).

³² La répartition des 125 installations concernées est estimée comme suit : 75 installations du SCIAN 2211 (Production, transport et distribution d'électricité), 16 installations du SCIAN 2111 (Extraction de pétrole et de gaz), 28 installations du SCIAN 3221 (Usines de pâte à papier, de papier et de carton), deux installations du SCIAN 3311 (Sidérurgie), une installation du SCIAN 3251 (Fabrication de produits chimiques de base), une installation du SCIAN 3241 (Fabrication de produits du pétrole et du charbon), une installation du SCIAN 4881 (Activités de soutien au transport aérien), et une installation du SCIAN 6113 (Universités).

Administrative activity	Timing	Facility count (in 2024)	Occupational category	Hours spent	Hourly wage rate (including overhead)	Approximate cost per event
Familiarization with administrative requirements	2024	125	Senior management occupations	4.0	\$76.77	\$307
Registration report – unit information and process flow diagram	2024	125	Natural and applied sciences and related occupations	4.0	\$53.38	\$214
Registration number assignment	2024	125	Office support occupations	0.5	\$31.19	\$16
Annual report – data retrieval and entry, sampling and analysis, calculations (CO ₂ emissions, electricity generation, system net-exports), send report	2035 onward	124	Natural and applied sciences and related occupations	20.0	\$53.38	\$1,068
Annual short report – calculate system net-exports, send report	2035 onward	1	Natural and applied sciences and related occupations	3.0	\$53.38	\$160
Annual report – calculation of net thermal energy produced	2035 onward	75	Natural and applied sciences and related occupations	4.0	\$53.38	\$214
Annual report – CCS captured emissions	2035 onward	19	Natural and applied sciences and related occupations	4.0	\$53.38	\$214
Annual report – CO ₂ emissions associated with hydrogen or purchased steam	2035 onward	19	Natural and applied sciences and related occupations	1.0	\$53.38	\$53
Annual report – approval	2035 onward	124	Senior management occupations	2.0	\$76.77	\$154
Annual short report – approval	2035 onward	1	Senior management occupations	0.5	\$76.77	\$38
Annual report associated record making	2035 onward	125	Office support occupations	1.0	\$31.19	\$31

Tableau 22. Hypothèses de coûts administratifs, par activité administrative (dollars constants de 2022, non actualisés)

Activité administrative	Calendrier	Nombre d'installations (en 2024)	Catégorie professionnelle	Heures consacrées	Taux de salaire horaire (y compris les frais généraux)	Coût approximatif par événement
Familiarisation avec les exigences administratives	2024	125	Professions des sciences naturelles et appliquées	12,0	53,38 \$	641 \$
Familiarisation avec les exigences administratives	2024	125	Professions juridiques et services sociaux, communautaires et gouvernementaux	8,0	53,43 \$	427 \$
Familiarisation avec les exigences administratives	2024	125	Professions d'encadrement supérieur	4,0	76,77 \$	307 \$

Activité administrative	Calendrier	Nombre d'installations (en 2024)	Catégorie professionnelle	Heures consacrées	Taux de salaire horaire (y compris les frais généraux)	Coût approximatif par événement
Rapport d'enregistrement — informations sur le groupe et diagramme de flux	2024	125	Sciences naturelles et appliquées et professions connexes	4,0	53,38 \$	214 \$
Attribution du numéro d'enregistrement	2024	125	Personnel de bureau	0,5	31,19 \$	16 \$
Rapport annuel — recherche et saisie des données, échantillonnage et analyse, calculs (émissions de CO ₂ , production d'électricité, solde exportateur), envoi du rapport.	À partir de 2035	124	Sciences naturelles et appliquées et professions connexes	20,0	53,38 \$	1068 \$
Rapport annuel succinct — calculer le solde exportateur, envoyer le rapport	À partir de 2035	1	Sciences naturelles et appliquées et professions connexes	3,0	53,38 \$	160 \$
Rapport annuel — calcul de l'énergie thermique nette produite	À partir de 2035	75	Sciences naturelles et appliquées et professions connexes	4,0	53,38 \$	214 \$
Rapport annuel — Émissions captées par le système CSC	À partir de 2035	19	Sciences naturelles et appliquées et professions connexes	4,0	53,38 \$	214 \$
Rapport annuel — Émissions de CO ₂ associées à l'hydrogène ou à la vapeur achetée	À partir de 2035	19	Sciences naturelles et appliquées et professions connexes	1,0	53,38 \$	53 \$
Rapport annuel — approbation	À partir de 2035	124	Professions gestionnaires supérieures	2,0	76,77 \$	154 \$
Rapport annuel succinct — approbation	À partir de 2035	1	Professions gestionnaires supérieures	0,5	76,77 \$	38 \$
Rapport annuel — enregistrement des données associées	À partir de 2035	125	Personnel de bureau	1,0	31,19 \$	31 \$

Under the policy scenario, NextGrid modelling estimates that the total capacity across all fossil-fuel fired electricity generation units would decrease by a total of 8.53% between 2024 and 2050, for an average decrease of 0.34% per year. This average annual decrease in capacity was used as a proxy for negative growth in the number of affected facilities over the analytical period. Using the inputs in Table 22 and the negative growth rate for affected facilities, the proposed Regulations would be expected to result in \$2.0 million in incremental administrative costs to industry over the 27-year analytical period.

Dans le cadre du scénario réglementaire, la modélisation effectuée avec le modèle NextGrid estime que la capacité totale de tous les groupes de production d'électricité à partir de combustibles fossiles diminuerait de 8,53 % au total entre 2024 et 2050, soit une diminution moyenne de 0,34 % par an. Cette diminution annuelle moyenne de la capacité a été utilisée comme approximation de la croissance négative du nombre d'installations touchées au cours de la période d'analyse. En utilisant les données du tableau 22 et le taux de croissance négatif des installations concernées, le projet de règlement devrait entraîner des coûts administratifs supplémentaires de 2,0 millions de dollars pour l'industrie au cours de la période d'analyse de 27 ans.

Government costs

The proposed Regulations would be expected to result in a total of \$104 million in incremental government costs over the 27-year analytical period. Of this total, the central case modelling estimates that the government would spend \$55 million in incremental federal funding under the modelled ITC associated with the incremental build-out of qualifying technologies denoted in Table 16. The government would also spend \$48 million on program administration, comprised mostly of new salaries for the Department set to begin in 2024 when the Regulations are proposed to be registered. Costs associated with compliance promotion (i.e. costs related to developing, posting and distributing promotional materials) are expected to be minimal as the pool of impacted parties is limited and known.

Additionally, the Department would be expected to incur \$1 million in incremental costs related to training, inspections, investigations and measures to deal with any alleged violations, as well as compliance and promotion activities. A one-time cost of \$58,192 would also be required for the training of enforcement officers alongside a one-time cost of \$84,195 for strategic intelligence assessment work (2022 dollars, undiscounted). The CBA assumes that these costs would occur in 2034, one year prior to the year that the emissions intensity limits begin applying to affected units. Ongoing (annual) costs of \$32,912 would be required for administration, coordination and analysis to support enforcement activities, as well as \$94,743 for enforcement broken down as follows: \$15,259 for inspections (which includes Operations and Maintenance costs, transportation and sampling costs) and measures to deal with alleged violations (including warnings, environmental protection compliance orders and injunctions), \$1,073 for investigations, \$2,378 for prosecutions and \$43,121 for ongoing intelligence (2022 dollars, undiscounted). The CBA assumes that these costs would begin in 2035, the year that the emissions intensity limits begin applying to affected units.

Cost-benefit statement

Number of years: 27 years (2024 to 2050)
Base year for costing: 2022
Present value base year: 2023
Discount rate: 2%

Coûts pour le gouvernement

Le projet de règlement devrait entraîner un total de 104 millions de dollars en coûts gouvernementaux supplémentaires au cours de la période d'analyse de 27 ans. De ce total, la modélisation du cas central estime que le gouvernement dépenserait 55 millions de dollars en financement fédéral supplémentaire dans le cadre du CII modélisé associé à l'expansion progressive des technologies admissibles indiquées dans le tableau 16. Le gouvernement dépenserait également 48 millions de dollars pour l'administration du programme, principalement sous forme de nouveaux salaires pour le ministère, qui commenceraient à être versés en 2024, lorsque l'on propose d'enregistrer le règlement. Les coûts associés à la promotion de la conformité (c'est-à-dire les coûts liés à l'élaboration, à l'affichage et à la distribution de matériel promotionnel) devraient être minimales, car le bassin de parties touchées est limité et connu.

En outre, le ministère devrait engager 1 million de dollars de coûts supplémentaires liés à la formation, aux inspections, aux enquêtes et aux mesures prises en cas d'infractions présumées, ainsi qu'aux activités de mise en conformité et de promotion. Un coût unique de 58 192 \$ serait également nécessaire pour la formation des agents de contrôle, ainsi qu'un coût unique de 84 195 \$ pour le travail d'évaluation des renseignements stratégiques (en dollars de 2022, non actualisés). L'ACA suppose que ces coûts surviendraient en 2034, un an avant l'année où les limites d'intensité des émissions commenceront à s'appliquer aux groupes touchés. Des coûts récurrents (annuels) de 32 912 \$ seraient nécessaires pour l'administration, la coordination et l'analyse afin de soutenir les activités d'application, ainsi que 94 743 \$ pour l'application, répartis comme suit : 15 259 \$ pour les inspections (qui comprennent les coûts d'opération et de maintenance, les coûts de transport et d'échantillonnage) et les mesures prises en cas d'infractions présumées (y compris les avertissements, les ordres de conformité en matière de protection de l'environnement et les injonctions), 1 073 \$ pour les enquêtes, 2 378 \$ pour les poursuites et 43 121 \$ pour l'acquisition continue de renseignement (en dollars de 2022, non actualisés). L'ACA suppose que ces coûts commenceraient en 2035, année où les limites d'intensité des émissions commenceront à s'appliquer aux groupes touchés.

Déclaration coûts-avantages

Nombre d'années : 27 ans (2024 à 2050)
Année de référence pour le calcul des coûts : 2022
Valeur actuelle de l'année de référence : 2023
Taux d'actualisation : 2 %

Table 23. Summary of total incremental benefits (in millions of dollars unless otherwise stated)

Description	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	27-year total	Annualized average (n=27)
Main benefit: climate change mitigation	-310	3,514	20,030	22,568	23,665	69,468	3,355
Co-benefit: climate change mitigation	635	1,489	5,436	5,346	5,163	18,069	873
Cost-savings to industry	67	946	5,013	4,619	4,334	14,979	723
Total monetized benefits	392	5,949	30,479	32,534	33,162	102,516	4,951
Main benefit: air pollution reductions (in kilotonnes)	11	34	183	122	118	467	17
Co-benefit: air pollution reductions (in kilotonnes)	4	6	26	52	52	140	5
Total quantified benefits (in kilotonnes)	15	40	209	174	169	607	22

Tableau 23. Résumé des avantages différentiels totaux (en millions de dollars, sauf indication contraire)

Description	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annualisée (n=27)
Principal avantage : atténuation du changement climatique	-310	3514	20030	22568	23665	69468	3355
Co-bénéfice : atténuation du changement climatique	635	1489	5436	5346	5163	18069	873
Réduction des coûts pour l'industrie	67	946	5013	4619	4334	14979	723
Total des avantages monétaires	392	5949	30479	32534	33162	102516	4951
Principal avantage : réduction de la pollution atmosphérique (en kilotonnes)	11	34	183	122	118	467	17
Co-bénéfice : réduction de la pollution atmosphérique (en kilotonnes)	4	6	26	52	52	140	5
Avantages quantifiés totaux (en kilotonnes)	15	40	209	174	169	607	22

Table 24. Summary of total incremental costs (in millions of dollars)

Description	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	27-year total	Annualized average (n=27)
Capital costs for new electricity system capacity	4,534	25,398	17,246	4,543	1,946	53,667	2,592
Capital costs for new transmission lines	0	3,309	1,193	889	1,265	6,656	321
Fixed O&M costs	89	556	1,619	2,179	1,930	6,372	308
Residual value of capital on early retirements	0	1,263	0	0	0	1,263	61
International net import costs	41	1,357	-1,118	1,953	3,348	5,581	270
Administrative costs	0.2	0.1	0.6	0.6	0.5	2	0.1
Government costs	66	26	5	4	4	104	8
Total costs	4,731	31,910	18,945	9,568	8,492	73,647	3,557

Tableau 24. Résumé des coûts différentiels totaux (en millions de dollars)

Description	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annualisée (n=27)
Coûts d'investissement pour les nouvelles capacités du réseau électrique	4534	25398	17246	4543	1946	53667	2592
Coûts d'investissement pour les nouvelles lignes de transmission	0	3309	1193	889	1265	6656	321
Coûts fixes d'opération et de maintenance	89	556	1619	2179	1930	6372	308
Valeur résiduelle du capital en cas de mise hors service anticipée	0	1263	0	0	0	1263	61
Coût net des importations internationales	41	1357	-1118	1953	3348	5581	270
Frais administratifs	0,2	0,1	0,6	0,6	0,5	2	0,1
Coûts pour le Gouvernement	66	26	5	4	4	104	8
Coûts totaux	4731	31910	18945	9568	8492	73647	3557

Table 25. Cost-benefit statement for the proposed Regulations (millions of dollars)

Description	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	27-year total	Annualized average (n=27)
Total monetized benefits*	392	5,949	30,479	32,534	33,162	102,516	4,951

Description	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	27-year total	Annualized average (n=27)
Total monetized costs	4,731	31,910	18,945	9,568	8,492	73,647	3,557
Total net benefits	-4,339	-25,961	11,533	22,966	24,670	28,869	1,394

* Total benefits are likely underestimated as potential benefits to health and the environment that would accrue over time from air pollutant emission reductions have not been monetized in the CBA.

Tableau 25. Déclaration des coûts et avantages du projet de règlement (millions de dollars)

Description	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annualisée (n=27)
Total des avantages monétaires*	392	5 949	30 479	32 534	33 162	102 516	4 951
Total des coûts monétisés	4 731	31 910	18 945	9 568	8 492	73 647	3 557
Bénéfices nets totaux	-4 339	-25 961	11 533	22 966	24 670	28 869	1 394

* Les avantages totaux sont probablement sous-estimés, car les avantages potentiels pour la santé et l'environnement qui résulteraient au fil du temps de la réduction des émissions de polluants atmosphériques n'ont pas été monétisés dans l'analyse coûts-avantages.

As depicted in Table 25, the proposed Regulations are estimated to result in a total of \$28.9 billion in monetized net benefits to society over the 27-year analytical period, or \$1.4 billion in net benefits per year on an annualized basis.

Comme le montre le tableau 25, on estime que le projet de règlement se traduira par un total de 28,9 milliards de dollars d'avantages nets monétisés pour la société au cours de la période d'analyse de 27 ans, soit 1,4 milliard de dollars d'avantages nets par an sur une base annualisée.

Distributional analysis

Costs and cost savings by province

The proposed Regulations are expected to result in a significant increase to domestic trade activity, greatly facilitated by the new provincial interties modelled by NextGrid to minimize the system-wide compliance costs. With the modelled interties from NextGrid in place, outputs from E3MC were used to estimate that domestic trade would increase by \$43 billion in economic value over the 27-year analytical period (17% increase from the baseline scenario). As domestic trade constitutes a transfer between domestic parties, incremental domestic net import expenditure (import expenditure minus export revenue) from the proposed Regulations would be zero under the CBA, though significant and varying trade impacts would be felt province to province as shown in Table 26.

Analyse de la répartition

Coûts et économies par province

On s'attend à ce que le projet de règlement entraîne une augmentation importante des échanges interprovinciaux d'électricité, grandement facilitée par les nouvelles interconnexions provinciales modélisées à l'aide du modèle NextGrid afin de minimiser les coûts de conformité à l'échelle du réseau. Avec les interconnexions modélisées à l'aide du modèle NextGrid en place, les résultats du modèle E3MC ont été utilisés pour estimer que le commerce intérieur augmenterait de 43 milliards de dollars en valeur économique au cours de la période d'analyse de 27 ans (augmentation de 17 % par rapport au scénario de référence). Étant donné que le commerce intérieur constitue un transfert entre les entités canadiennes, l'augmentation des dépenses intérieures nettes d'importation (dépenses d'importation moins revenue d'exportation) découlant du projet de règlement serait nulle dans le cadre de l'ACA, bien que des répercussions commerciales importantes et variables soient ressenties d'une province à l'autre, comme l'indique le tableau 26.

Table 26. Incremental domestic net import expenditure by province (millions of dollars)

Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	27-year total	Annualized average (n=27)
NL	2	-31	-825	-770	-1,445	-3,068	-148
PE	0	5	61	171	118	355	17
NS	-10	-52	-448	-342	-690	-1,542	-74
NB	65	584	945	115	777	2,486	120
QC	-67	-540	337	-1,562	-2,139	-3,971	-192
ON	21	430	1,552	4,143	4,613	10,759	520
MB	-11	-408	-1,621	-1,673	-910	-4,623	-223
SK	-1	370	1,745	1,608	1,271	4,993	241
AB	73	917	3,475	4,342	7,538	16,344	789
BC	-72	-1,276	-5,222	-6,033	-9,134	-21,737	-1,050
YK	0	0	1	1	1	3	0
NT	0	0	0	0	0	0	0
NU	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	0	0	0	0	0	0

Tableau 26. Dépenses intérieures nettes supplémentaires d'importation par province (millions de dollars)

Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annualisée (n=27)
T.-N.-L.	2	-31	-825	-770	-1 445	-3 068	-148
Î.-P.-É.	-0	5	61	171	118	355	17
N.-É.	-10	-52	-448	-342	-690	-1 542	-74
N.-B.	65	584	945	115	777	2 486	120
Qué.	-67	-540	337	-1 562	-2 139	-3 971	-192
Ont.	21	430	1 552	4 143	4 613	10 759	520
Man.	-11	-408	-1 621	-1 673	-910	-4 623	-223
Sask.	-1	370	1 745	1 608	1 271	4 993	241
Alb.	73	917	3 475	4 342	7 538	16 344	789
C.-B.	-72	-1 276	-5 222	-6 033	-9 134	-21 737	-1 050
Yn.	-0	0	1	1	1	3	0
T.N.-O.	0	0	0	0	0	0	0
Nt.	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	0	0	0	0	0	0

To get a sense of the overall cost impact of the proposed Regulations to each province, the total cost savings to provinces (avoided fuel usage, variable O&M and refurbishment) were subtracted from the total costs to provinces (capital costs for new electricity system capacity, capital costs for new transmission lines, fixed O&M, residual value of capital on early retirements, net international imports, net domestic imports and administrative costs)

Pour avoir une idée de la répercussion globale du projet de règlement sur les coûts de chaque province, les économies totales pour les provinces (consommation de combustible évitée, coûts variables d'opération et de maintenance évités et mises à niveau évitées) ont été soustraites des coûts totaux pour les provinces (coûts en capital pour la nouvelle capacité du réseau électrique, coûts en capital pour les nouvelles lignes de transmission, coûts fixes

to obtain total net costs per province (Table 27). Positive values represent incremental net costs to provinces while negative values represent incremental net cost savings to provinces. Normalized by provincial GDP, the provinces that would incur the greatest amount of net costs are New Brunswick, Saskatchewan and Alberta, while the provinces that would incur the greatest amount of net cost savings are British Columbia and Newfoundland and Labrador.

d'opération et de maintenance, valeur résiduelle du capital sur les mises hors service anticipées, importations internationales nettes, importations nationales nettes et coûts administratifs) pour obtenir les coûts nets totaux par province (tableau 27). Les valeurs positives représentent les coûts nets supplémentaires pour les provinces, tandis que les valeurs négatives représentent les économies nettes supplémentaires pour les provinces. Normalisées par le PIB provincial, les provinces qui subiraient les coûts nets les plus élevés sont le Nouveau-Brunswick, la Saskatchewan et l'Alberta, tandis que les provinces qui réaliseraient les économies nettes les plus importantes sont la Colombie-Britannique et Terre-Neuve-et-Labrador.

Table 27. Incremental costs net of incremental cost-savings by province (in millions)

Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	27-year total	Annualized average (n=27)	Measure of relative cost by size of economy*
NL	2	28	-273	-627	-95	-964	-47	-1,190
PE	0	80	50	167	116	412	20	2,419
NS	1,672	3,584	-313	-71	-1,695	3,177	153	3,089
NB	49.1	531	1,986	4,774	1,037	8,377	405	9,910
QC	4	176	-318	-579	-478	-1,194	-58	-118
ON	-60	5,579	9,896	481	3,457	19,353	935	968
MB	1	425	-286	-115	329	353	17	210
SK	346	2,416	3,687	1,155	3,600	11,204	541	5,292
AB	2,642	17,010	4,061	5,064	5,918	34,694	1,675	3,906
BC	-58.2	1,109	-4,562	-5,303	-8,034	-16,848	-814	-2,404
YK	0	0	1	1	1	3	0	31
NT	0	0	-2	-2	-2	-6	0	-51
NU	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	4,598	30,938	13,928	4,944	4,154	58,561	2,828	N/A

* The values in this column were calculated by dividing the annualized average net costs to provinces (in dollars) by the projected contribution of each province to Canada's GDP (in millions of dollars) in 2023 (the discount base year in the CBA), as estimated by E3MC. The values in this column are only meaningful when compared against each other to denote relative positioning but have no real interpretation in isolation of each other.

Tableau 27. Coûts différentiels nets des économies différentielles par province (en millions)

Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annualisée (n=27)	Mesure du coût relatif en fonction de la taille de l'économie*
T.-N.-L.	2	28	-273	-627	-95	-964	-47	-1 190
Î.-P.-É.	0,0	80	50	167	116	412	20	2 419
N.-É.	1 672	3 584	-313	-71	-1 695	3 177	153	3 089
N.-B.	49,1	531	1 986	4 774	1 037	8 377	405	9 910
Qué.	4	176	-318	-579	-478	-1 194	-58	-118

Province	2024-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	Total sur 27 ans	Moyenne annualisée (n=27)	Mesure du coût relatif en fonction de la taille de l'économie*
Ont.	-60	5 579	9 896	481	3 457	19 353	935	968
Man.	1	425	-286	-115	329	353	17	210
Sask.	346	2 416	3 687	1 155	3 600	11 204	541	5 292
Alb.	2 642	17 010	4 061	5 064	5 918	34 694	1 675	3 906
C.-B.	-58,2	1 109	-4 562	-5 303	-8 034	-16 848	-814	-2 404
Yn.	0	0	1	1	1	3	0	31
T.N.-O.	0	0	-2	-2	-2	-6	0	-51
Nt.	0	0	0	0	0	0	0	-0,4
Total	4 598	30 938	13 928	4 944	4 154	58 561	2 828	s.o.

* Les valeurs de cette colonne ont été calculées en divisant les coûts nets moyens annualisés pour les provinces (en dollars) par la contribution projetée de chaque province au PIB du Canada (en millions de dollars) en 2023 (l'année de base de l'actualisation dans l'ACA), comme estimée par E3MC. Les valeurs dans les colonnes n'ont de sens que lorsqu'elles sont comparées les unes aux autres pour indiquer un positionnement relatif, mais n'ont pas d'interprétation réelle si elles sont considérées en isolation.

Analysis of electricity rates

Generally speaking, residential electricity rates consist of a fixed rate portion and a variable rate portion. The fixed rate portion considers capital investment while the variable rate portion considers costs of generation. For the purpose of the CBA, it is assumed that the majority of costs incurred by electric utilities would be ultimately passed onto consumers through this pricing mechanism, in a manner that is specific to each province (given that electricity rates are a matter of provincial policy and are determined at the provincial level). In most cases, it is expected that investment into low and non-emitting generation technologies would increase the fixed rate portion of a household's electricity bill and decrease the variable rate portion. Where, according to provincially determined rate-setting approaches, increases to fixed rates are applied equally across all consumers regardless of electricity usage, lower-income households would pay a higher proportion of their household income to cover these costs relative to higher income households.

Under the proposed Regulations, while the variable costs of generation would decrease for several provinces, most provinces would first be expected to undertake significant capital investment to construct new low- or non-emitting electricity generation capacity and new transmission lines. As would typically be the case in covering the costs of capital assets, such investment would be financed and paid back to lenders, thereby smoothing out the payments made on this capital over time.

Analyse des tarifs d'électricité

De façon générale, les tarifs d'électricité résidentiels se composent d'une partie fixe et d'une partie variable. La partie fixe prend en compte l'investissement en capital tandis que la partie variable prend en compte les coûts de production. Aux fins de l'ACA, on suppose que la majorité des coûts encourus par les compagnies d'électricité seront finalement répercutés sur les consommateurs par le biais de ce mécanisme de tarification, d'une manière qui est spécifique à chaque province (étant donné que les tarifs d'électricité relèvent de la politique provinciale et sont déterminés au niveau provincial). Dans la plupart des cas, on s'attend à ce que les investissements dans des technologies de production peu ou non émettrices augmentent la partie fixe de la facture d'électricité d'un ménage et diminuent la partie variable. Lorsque, selon les approches de tarification déterminées par la province, les augmentations des tarifs fixes sont appliquées de manière égale à tous les consommateurs, quelle que soit leur consommation d'électricité, les ménages à faible revenu paieraient une proportion plus élevée de leur revenu pour couvrir ces coûts par rapport aux ménages à revenu plus élevé.

En vertu du projet de règlement, bien que les coûts variables de production diminueraient pour plusieurs provinces, la plupart des provinces devraient d'abord entreprendre d'importants investissements en capital pour construire de nouvelles capacités de production d'électricité peu ou non émettrices et de nouvelles lignes de transmission. Comme ce serait généralement le cas pour couvrir les coûts des immobilisations, ces investissements seraient financés et remboursés aux prêteurs, répartissant ainsi les paiements effectués sur ce capital au fil du temps.

E3MC was used to model the impact that the proposed Regulations may have on electricity rates to different segments of the economy over time. Such rates are generated by E3MC endogenously, using a complex formula that draws in results from other modelled variables such as purchases, sales, imports, exports, energy-related credits and taxes, and non-power costs. It should be noted that residential electricity rates generated by E3MC do not take province-specific rate-setting formulas into account, such as rate caps that may exist in some provinces. As such, the rate impacts modelled by E3MC may potentially overestimate the amplitude of rate increases or rate decreases. Ultimately, the cost of the electricity system in each province and the impact of that system on rates will be a reflection of decisions made at the provincial level in response to the proposed Regulations, which have the potential to vary from the impacts modelled by E3MC. It is also important to note that rate modelling in E3MC does not differentiate between changes to the fixed rate portion of an electricity bill versus the variable rate portion. Accordingly, rate increases modelled by E3MC represent average electricity bill increases across both dimensions, presented on a per kWh basis.

In the baseline scenario, the construction of new infrastructure (and operation of that modelled electricity system) would have been associated with average real residential electricity rate increases of 43% between 2025 and 2050 cumulatively. By contrast, in the regulatory scenario, the construction of new infrastructure (and operation of that modelled electricity system) would be associated with average real residential electricity rate increases of 45% between 2025 and 2050 cumulatively. The incremental change in real residential electricity rates (i.e. the change in rates that are attributable to the proposed Regulations) is only that captured by the difference in rates between the baseline and regulatory scenarios. Alternative impacts on rates following a different methodology than under the central case modelling is explored in the sensitivity analysis. The sensitivity analysis explores the rate-impacting costs that follow from a modelling approach differing from that used under the central case modelling.

Under the proposed Regulations, E3MC modelling estimates that national average residential rates (in undiscounted 2022 constant dollars) would increase relative to the baseline scenario by 0.08 cents per kWh in 2035 (0.35% increase), 0.49 cents per kWh in 2040 (1.9% increase), 0.35 cents per kWh in 2045 (1.2% increase), and 0.26 cents per kWh in 2050 (0.89% increase). The majority of provinces and territories are expected to experience rate increases well below the national average, with some

Le modèle E3MC a été utilisé pour modéliser l'impact que le projet de règlements pourrait avoir sur les tarifs d'électricité pour différents segments de l'économie au fil du temps. Ces tarifs sont générés par le modèle E3MC de manière endogène, à l'aide d'une formule complexe qui utilise les résultats d'autres variables modélisées telles que les achats, les ventes, les importations, les exportations, les crédits et les taxes liés à l'énergie, ainsi que les coûts non liés à l'électricité. Il convient de noter que les tarifs d'électricité résidentiels générés par le modèle E3MC ne prennent pas en compte les formules de fixation des tarifs propres à chaque province, comme les plafonds tarifaires qui peuvent exister dans certaines provinces. Ainsi, les impacts tarifaires modélisés par le modèle E3MC peuvent éventuellement surestimer l'amplitude des augmentations ou des baisses de tarifs. En fin de compte, le coût du réseau électrique dans chaque province et l'impact de ce réseau sur les tarifs seront le reflet des décisions prises au niveau provincial en réponse au projet de règlement, qui peuvent varier par rapport aux impacts modélisés par le modèle E3MC. Il est également important de noter que la modélisation des tarifs dans le modèle E3MC ne fait pas la différence entre les changements apportés à la partie à taux fixe d'une facture d'électricité et ceux apportés à la partie à taux variable. Par conséquent, les augmentations de tarifs modélisées par le modèle E3MC représentent les augmentations moyennes des factures d'électricité dans les deux dimensions, présentées par kWh.

Dans le scénario de référence, la construction de nouvelles infrastructures (et l'exploitation de ce réseau électrique modélisé) aurait été associée à des augmentations moyennes des tarifs réels de l'électricité résidentielle de 43 % entre 2025 et 2050 cumulés. En revanche, dans le scénario réglementaire, la construction de nouvelles infrastructures (et l'exploitation de ce réseau électrique modélisé) serait associée à des augmentations moyennes des tarifs réels d'électricité résidentielle de 45 % entre 2025 et 2050 cumulés. La variation différentielle des tarifs réels de l'électricité résidentielle (c'est-à-dire la variation des tarifs attribuable au projet de règlement) n'est que la différence de tarifs entre le scénario de référence et le scénario réglementaire. Les répercussions alternatives sur les tarifs suivant une méthodologie différente de celle du cas central sont explorées dans l'analyse de sensibilité. L'analyse de sensibilité explore les coûts ayant une incidence sur les taux qui découlent d'une approche de modélisation différente de celle utilisée dans le cadre de la modélisation du cas central.

En vertu du projet de règlement, la modélisation à l'aide du modèle E3MC estime que les tarifs résidentiels moyens nationaux (en dollars constants non actualisés de 2022) augmenteraient par rapport au scénario de référence de 0,08 cent le kWh en 2035 (augmentation de 0,35 %), de 0,49 cent le kWh en 2040 (augmentation de 1,9 %), de 0,35 cent le kWh en 2045 (augmentation de 1,2 %) et 0,26 cent le kWh en 2050 (augmentation de 0,89 %). La majorité des provinces et des territoires devraient

exhibiting rate reductions relative to the baseline. However, for provinces that currently rely more heavily on emitting technology to generate electricity, higher incremental rate increases are expected. For example, in 2040, E3MC modelling estimates that residential rates would increase relative to the baseline scenario by 3.9 cents per kWh in Nova Scotia (15% increase), 1.2 cents per kWh in Alberta (5% increase), 0.9 cents per kWh in Saskatchewan (3% increase), and 0.4 cents per kWh in New Brunswick (2% increase). E3MC modelling suggests that by 2050, incremental rate impacts will lessen at the national level from their high in 2040. For example, in 2050, E3MC modelling estimates that residential rates would increase relative to the baseline scenario by 2.6 cents per kWh in Nova Scotia (9% increase, 1.2 cents per kWh in Alberta (4% increase), and 1.1 cents per kWh in Saskatchewan (3% increase), while residential rates would decrease relative to the baseline scenario by 1.2 cents per kWh (4% decrease) in New Brunswick.

To put these modelled residential rate changes in context, the average single-detached home used 12,555 kWh of electricity in 2019 while the average high-rise apartment used 7,222 kWh of electricity.³³ Holding these usages constant and using them to form an illustrative range, national average annual electricity payments at the residential level could peak to an increase of \$35 to \$61 per household in 2040. However, relative to the baseline, national average annual electricity payments would only be \$19 to \$33 higher per household in 2050. It is important to note that such changes in national average annual electricity payments would be incremental to other increases expected in the baseline scenario. As is the case with incremental rates denoted above, provinces that currently rely more heavily on emitting technology to generate electricity are expected to experience greater increases to annual electricity payments relative to the baseline which would peak in 2040 but decrease somewhat for most provinces by 2050. For example, average annual incremental electricity payments at the residential level could be \$279 to \$485 higher in Nova Scotia in 2040 compared to the baseline, but only \$185 to \$322 higher in 2050. In 2040, while such payments would be expected to be \$88 to \$154 higher in Alberta relative to the baseline but only \$86 to \$149 higher in 2050. In 2040, such payments would be expected to be \$32 to \$55 higher in New Brunswick relative to the baseline (in line with the national average) but would be \$88 to \$153 lower than the baseline in 2050. In 2040, such payments would be expected to be \$64 to \$111 higher relative

connaître des augmentations de taux bien inférieures à la moyenne nationale, certains affichant des réductions de taux par rapport au niveau de référence. Cependant, pour les provinces qui comptent actuellement davantage sur les technologies émettrices pour produire de l'électricité, des augmentations tarifaires supplémentaires plus importantes sont prévues. Par exemple, en 2040, la modélisation à l'aide du modèle E3MC estime que les tarifs résidentiels augmenteraient par rapport au scénario de référence de 3,9 cents le kWh en Nouvelle-Écosse (augmentation de 15 %), de 1,2 cents le kWh en Alberta (augmentation de 5 %), de 0,9 cent le kWh en Saskatchewan (augmentation de 3 %) et de 0,4 cent le kWh au Nouveau-Brunswick (augmentation de 2 %). La modélisation à l'aide du modèle E3MC suggère que d'ici 2050, les impacts différentiels des tarifs diminueront à l'échelle nationale par rapport au sommet atteint en 2040. Par exemple, en 2050, la modélisation à l'aide du modèle E3MC estime que les tarifs résidentiels augmenteraient de 2,6 cents le kWh par rapport au scénario de référence en Nouvelle-Écosse (augmentation de 9 %), 1,2 cent le kWh en Alberta (augmentation de 4 %) et 1,1 cents le kWh en Saskatchewan (augmentation de 3 %), tandis que les tarifs résidentiels diminueraient par rapport au scénario de référence de 1,2 cents le kWh (diminution de 4 %) au Nouveau-Brunswick.

Pour mettre en contexte ces changements de tarifs résidentiels modélisés, la maison individuelle moyenne a consommé 12 555 kWh d'électricité en 2019, tandis que l'appartement moyen dans une tour d'habitation a consommé 7 222 kWh d'électricité³³. En maintenant ces utilisations constantes et en les utilisant pour former une fourchette illustrative, les paiements annuels moyens nationaux d'électricité au niveau résidentiel pourraient culminer à une augmentation de 35 \$ à 61 \$ par ménage en 2040. Cependant, par rapport au niveau de référence, les paiements annuels moyens nationaux d'électricité ne devraient être que de 19 \$ à 33 \$ de plus par ménage en 2050. Il est important de noter que de tels changements dans les paiements nationaux moyens annuels d'électricité s'ajouteraient aux autres augmentations prévues dans le scénario de référence. Comme c'est le cas avec les taux différentiels indiqués ci-dessus, les provinces qui dépendent actuellement davantage des technologies émettrices pour produire de l'électricité devraient connaître des augmentations plus importantes des paiements annuels d'électricité par rapport au niveau de référence, qui culmineraient en 2040, mais diminueraient quelque peu pour la plupart des provinces d'ici 2050. Par exemple, les paiements d'électricité supplémentaires annuels moyens au niveau résidentiel pourraient être de 279 \$ à 485 \$ plus élevés en Nouvelle-Écosse en 2040 par rapport au niveau de référence, mais seulement de 185 \$ à 322 \$ plus élevés en 2050. En 2040, alors que ces paiements devraient être de 88 \$ à 154 \$ de plus en Alberta par rapport au niveau

³³ Statistics Canada (Table 25-10-0061-01): [Household energy consumption, by type of dwelling, Canada and provinces](#)

³³ Statistique Canada (Table 25-10-0061-01) : [Consommation d'énergie des ménages, par type de logement, Canada et les provinces](#)

to the baseline in Saskatchewan and \$79 to \$137 higher in 2050.

E3MC modelling estimates that incremental commercial and industrial rate changes in each province would follow a similar pattern and magnitude as residential rate changes (i.e. a 2.2% increase for commercial rates and 2.8% increase for industrial rates in 2040 and a 1.1% increase for commercial rates and 1.3% increase for industrial rates in 2050).

While the proposed Regulations are expected to increase electricity rates relative to the baseline scenario, these increases must be understood within the context of overall energy budgets, which are expected to be significantly impacted by the full suite of measures being put in place to support the clean electrification of the economy. For example, while households may see electricity rate increases, they would also experience cost savings and greater price certainty as they transition to clean electricity from increasingly costly fossil fuels to heat and cool their homes and to power their vehicles. As noted by the Canadian Climate Institute, “Increased household electricity use will correspond with decreased use of gasoline, natural gas, and other fossil fuels. While spending on electricity will likely increase, total energy spending will decline.”³⁴ While assessing the impact of a full suite of measures on overall household energy budgets is out of scope for the CBA, such line of inquiry is explored in the Gender Based Analysis Plus section.

Analysis of household electricity demand

Household electricity demand and by extension, the rate at which households are expected to electrify, may be affected by the changes to residential electricity rates induced by the proposed Regulations. In response to higher electricity prices, consumers may shift their behaviour over time to reduce the amount of electricity that they use. For example, some households may respond by investing in more energy-efficient technologies and more energy-efficient homes. Alternatively, some households may respond by substituting from electricity to other sources of energy. Some households may also respond by decreasing the amount of electricity-dependent activities

de référence, mais seulement de 86 \$ à 149 \$ de plus en 2050. En 2040, ces paiements devraient être de 32 \$ à 55 \$ plus élevés au Nouveau-Brunswick par rapport au niveau de référence (conformément à la moyenne nationale), mais seraient de 88 \$ à 153 \$ de moins que le niveau de référence en 2050. En 2040, ces paiements devraient être supérieurs de 64 \$ à 111 \$ par rapport au niveau de référence en Saskatchewan et de 79 \$ à 137 \$ de plus en 2050.

La modélisation à l'aide du modèle E3MC estime que les changements aux tarifs commerciaux et industriels dans chaque province suivraient un schéma et une ampleur similaires à ceux des tarifs résidentiels (c'est-à-dire une augmentation de 2,2 % pour les tarifs commerciaux et de 2,8 % pour les tarifs industriels en 2040, et une augmentation de 1,1 % pour les tarifs commerciaux et de 1,3 % pour les tarifs industriels en 2050).

Alors que le projet de règlement devrait entraîner une augmentation des tarifs de l'électricité par rapport au scénario de référence, ces augmentations doivent être comprises dans le contexte des budgets énergétiques globaux, qui devraient être considérablement influencés par l'ensemble des mesures mises en place pour soutenir l'électrification propre de l'économie. Par exemple, bien que les ménages puissent subir des augmentations de tarifs d'électricité, ils devraient également réaliser des économies et bénéficier d'une plus grande certitude en matière de prix lorsqu'ils passeront de combustibles fossiles de plus en plus coûteux à de l'électricité propre pour chauffer et climatiser leurs maisons et pour faire fonctionner leurs véhicules. Comme le souligne le Canadian Climate Institute : l'augmentation de la consommation d'électricité des ménages correspondra à une diminution de la consommation d'essence, de gaz naturel et d'autres combustibles fossiles. Alors que les dépenses en électricité augmenteront probablement, les dépenses totales en énergie diminueront.³⁴ Bien que l'évaluation de l'impact d'une série complète de mesures sur les budgets énergétiques globaux des ménages soit hors de portée de l'ACA, cet aspect est exploré dans la section Analyse comparative entre les sexes plus.

Analyse de la demande d'électricité des ménages

La demande d'électricité des ménages et, par extension, le rythme auquel les ménages sont censés s'électrifier, peuvent être affectés par les modifications des tarifs de l'électricité résidentielle induites par le projet de règlement. En réponse à des prix de l'électricité plus élevés, les consommateurs peuvent modifier leur comportement au fil du temps pour réduire la quantité d'électricité qu'ils utilisent. Par exemple, certains ménages peuvent réagir en investissant dans des technologies et des maisons plus efficaces sur le plan énergétique. D'autres ménages peuvent réagir en remplaçant l'électricité par d'autres sources d'énergie. Certains ménages peuvent également

³⁴ Source: Canadian Climate Institute — [Electricity affordability and equity in Canada's energy transition](#), p. 4.

³⁴ Source : L'Institut Climatique du Canada - [L'électricité et l'équité dans la transition Énergétique du Canada](#) p. 4.

that they partake in (or reduce the hours spent on those activities). The particular behavioural shifts that a household would undertake depend on many factors such as price elasticity of demand (how sensitive household electricity usage is to price), price and availability of substitute energy sources and individual preferences.

Outputs from E3MC were used to assess the potential impact of the proposed Regulations on household electricity demand and electrification. Table 28 depicts total residential electricity demand as a proportion of total residential energy demand in the baseline scenario versus in the regulatory scenario in select years.

réagir en réduisant la quantité d'activités dépendantes de l'électricité auxquelles ils participent (ou en réduisant le nombre d'heures consacrées à ces activités). Les changements de comportement particuliers qu'un ménage entreprendrait dépendent de nombreux facteurs tels que l'élasticité de la demande par rapport au prix (la sensibilité de la consommation d'électricité des ménages au prix), le prix et la disponibilité de sources d'énergie de substitution et les préférences individuelles.

Les résultats du modèle E3MC ont été utilisés pour évaluer les répercussions potentielles du projet de règlements sur la demande d'électricité des ménages et l'électrification. Le tableau 28 présente la demande totale d'électricité résidentielle en tant que proportion de la demande totale d'énergie résidentielle dans le scénario de référence par rapport au scénario réglementaire pour certaines années.

Table 28. Total residential electricity demand as a proportion of total residential energy demand, baseline scenario versus regulatory scenario in select years

Province	Baseline scenario proportion (2025)	Regulatory scenario proportion (2025)	Baseline scenario proportion (2050)	Regulatory scenario proportion (2050)
NL	30.0%	30.0%	37.2%	37.2%
PE	12.1%	12.1%	33.6%	33.7%
NS	25.7%	25.7%	52.1%	51.0%
NB	34.9%	34.9%	50.3%	50.6%
QC	42.7%	42.7%	75.1%	75.0%
ON	16.9%	16.9%	29.5%	29.4%
MB	30.5%	30.5%	44.9%	44.8%
SK	10.9%	10.9%	14.9%	14.7%
AB	12.8%	12.8%	22.5%	22.0%
BC	23.8%	23.8%	44.5%	44.4%
YT	19.7%	19.7%	50.3%	50.3%
NT	7.7%	7.7%	11.4%	11.4%
NU	6.5%	6.5%	9.2%	9.2%
Average	21.1%	21.1%	36.6%	36.4%

Tableau 28. Demande totale d'électricité résidentielle en proportion de la demande totale d'énergie résidentielle, scénario de référence par rapport au scénario réglementaire pour certaines années

Province	Proportion du scénario de référence (2025)	Proportion du scénario réglementaire (2025)	Proportion du scénario de référence (2050)	Proportion du scénario réglementaire (2050)
T.-N.-L.	30,0 %	30,0 %	37,2 %	37,2 %
Î.-P.-É.	12,1 %	12,1 %	33,6 %	33,7 %
N.-É.	25,7 %	25,7 %	52,1 %	51,0 %
N.-B.	34,9 %	34,9 %	50,3 %	50,6 %
Qué.	42,7%	42,7%	75,1%	75,0%
Ont.	16,9 %	16,9 %	29,5 %	29,4 %
Man.	30,5%	30,5%	44,9%	44,8%

Province	Proportion du scénario de référence (2025)	Proportion du scénario réglementaire (2025)	Proportion du scénario de référence (2050)	Proportion du scénario réglementaire (2050)
Sask.	10,9 %	10,9 %	14,9 %	14,7 %
Alb.	12,8 %	12,8 %	22,5 %	22,0 %
C.-B.	23,8 %	23,8 %	44,5 %	44,4 %
Yn.	19,7 %	19,7 %	50,3 %	50,3 %
T.N.-O.	7,7 %	7,7 %	11,4 %	11,4 %
Nt.	6,5 %	6,5 %	9,2 %	9,2 %
Moyenne	21,1 %	21,1 %	36,6 %	36,4 %

As depicted in Table 28, electrification at the household level is expected to be significant in the baseline scenario, with households in several provinces expecting to double their proportion of electricity demand relative to total energy demand between 2025 and 2050. Such proportions are nearly identical between the baseline scenario and regulatory scenario, indicating that the proposed Regulations would not have a significant impact on the rate at which households are expected to electrify. Indeed, under the proposed Regulations, E3MC modelling estimates that national residential electricity demand would only decrease by around 1,000 GWh in 2050 (roughly 0.4% decrease from baseline electricity demand in that year). As such, substitution is not assessed to be a source of concern in the analysis and any potential consumer welfare impacts and GHG emissions that may be associated with these minor shifts in behaviour have not been assessed in the CBA.

Sensitivity analysis

The Department has conducted a two-part sensitivity analysis on the proposed Regulations using its NextGrid model, as well as a third part comparing key input costs used between NextGrid and E3MC. The first part assesses the impact that a higher demand for electricity would have on provincial electricity system mixes, emissions and total costs. The second part explores the effect of modifying various aspects of the proposed Regulations design including the level of the performance standard, the mass-based/duration flexibility provisions, the electricity generation capacity threshold, the inclusion of industrial units and the End of Prescribed Life. In all cases, the Regulatory scenario is compared to a baseline scenario, where the baseline scenario includes an increase in demand of 1.4 times over current demand by 2050 and all announced policies, excluding those announced in Budget 2023, for the electricity sector (the [Regulations Amending the Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations](#), the [Regulations Limiting Carbon Dioxide Emissions from Natural Gas-fired Generation of Electricity](#) and carbon pollution pricing as it applies to electricity generation via

Comme le montre le tableau 28, l'électrification au niveau des ménages devrait être importante dans le scénario de référence, on s'attend à ce que la demande en électricité des ménages double par rapport à la demande totale d'énergie entre 2025 et 2050 dans plusieurs provinces. Ces proportions sont presque identiques entre le scénario de référence et le scénario réglementaire, ce qui indique que le projet de règlement n'aurait pas de répercussions significatives sur le rythme auquel les ménages devraient s'électrifier. En effet, dans le cadre du projet de règlement, le modèle E3MC estime que la demande nationale d'électricité résidentielle ne diminuerait que d'environ 1 000 GWh en 2050 (soit une baisse d'environ 0,4 % par rapport à la demande d'électricité de référence cette année-là). Ainsi, la substitution n'est pas considérée comme une source de préoccupation dans l'analyse et toutes répercussions potentielles sur le bien-être des consommateurs et les émissions de GES qui pourraient être associées à ces changements mineurs de comportement n'ont pas été évaluées dans l'ACA.

Analyse de sensibilité

Le ministère a effectué une analyse de sensibilité en deux parties sur le projet de règlement en utilisant son modèle NextGrid, ainsi qu'une troisième partie comparant les principaux coûts d'entrée utilisés entre NextGrid et E3MC. La première partie évalue les répercussions qu'une demande d'électricité plus élevée aurait sur les combinaisons de réseaux électriques provinciaux, les émissions et les coûts totaux. La deuxième partie étudie l'effet de la modification de divers aspects de la conception du REP, notamment le niveau de la norme de rendement, les dispositions relatives à la flexibilité en fonction de la masse et de la durée, le seuil de capacité de production d'électricité, l'inclusion des groupes industriels et la fin de vie réglementaire. Dans tous les cas, le scénario réglementaire est comparé à un scénario de référence qui inclut une augmentation de la demande de 1,4 fois par rapport à la demande actuelle d'ici 2050 et toutes les politiques annoncées, à l'exception de celles annoncées dans le budget 2023, pour le secteur de l'électricité ([le Règlement modifiant le Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon](#), le [Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant](#)

the *Output-Based Pricing System Regulations* or OBPS). The comparison is performed for the low demand scenario, modelled as 1.4 times (“1.4 X”) increase over current demand by 2050 and used in the CBA and for the high demand scenario, modelled as 2.5 times (“2.5 X”) increase over current demand by 2050. Since this sensitivity analysis on the proposed Regulations was conducted using the NextGrid model, these results cannot be combined with the results presented in the CBA, which uses the E3MC model.

Part 1

Changes in the mix of technologies deployed to meet demand

The Canadian Climate Institute recently reviewed a range of studies that estimate that achieving a net-zero economy will require an increase in overall electricity generation to become 1.6 to 2.1 times greater by 2050 compared to 2020 levels. Other studies had previously estimated that electricity demand would triple by 2050. Considering the difficulty of accurately predicting future growth in electricity demand, the Department chooses to assess sensitivities using a “bookend” approach that assess outcomes for a low and high demand scenario consistent with this independent work. In this context, the 2.5 demand increase (“2.5 X”) represents a conservative, high bookend estimate that is intended to capture all of the electricity demand growth that would be seen under a net-zero economy. Conversely, the low demand scenario (“1.4 X”) assumes modest growth in electrification of other sectors, meaning that a greater share of the energy supply in decarbonization is coming from sources other than electricity, e.g. hydrogen. The actual load growth in Canada will depend on the extent to which Canadians ultimately come to rely on clean electricity for economy-wide decarbonization by 2050. A heavy reliance on clean electricity, i.e. high demand growth, will result in a greater need for non-emitting electricity generating capacity by 2050 while a minor reliance on clean electricity, i.e. low demand growth, will likely result in relatively less deployment of non-emitting capacity. Not only would this have an impact on the capacity and generation mix in the electricity sector in 2050, it would also affect the resultant costs seen by generators and consumers and thus should be explored in this analysis of the impacts of the proposed Regulations.

de la production d'électricité thermique au gaz naturel et la tarification de la pollution par le carbone telle qu'elle s'applique à la production d'électricité par le biais du *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement*, ou STFR). La comparaison est effectuée pour le scénario de faible demande, modélisé comme une augmentation de 1,4 fois (« 1,4 X ») par rapport à la demande actuelle d'ici 2050 et utilisé dans l'ACA, et pour le scénario de forte demande, modélisé comme une augmentation de 2,5 fois (« 2,5 X ») par rapport à la demande actuelle d'ici 2050. Étant donné que cette analyse de sensibilité sur le projet de règlement a été réalisée à l'aide du modèle NextGrid, ces résultats ne peuvent pas être combinés avec les résultats présentés dans l'ACA, qui utilise le modèle E3MC.

Partie 1

Changements dans la combinaison des technologies déployées pour répondre à la demande

Le Canadian Climate Institute a récemment passé en revue une série d'études qui estiment que la réalisation d'une économie carboneutre nécessitera une augmentation de la production globale d'électricité de 1,6 à 2,1 fois d'ici 2050 par rapport au niveau de 2020. D'autres études avaient précédemment estimé que la demande d'électricité triplerait d'ici 2050. Compte tenu de la difficulté de prévoir avec précision l'augmentation future de la demande d'électricité, le ministère a choisi d'évaluer les sensibilités à l'aide d'une approche « à deux volets » qui évalue les résultats pour un scénario de demande faible et un scénario de demande élevée, conformément à ces travaux indépendants. Dans ce contexte, l'augmentation de la demande de 2,5 (« 2,5 X ») représente une estimation prudente et élevée qui vise à saisir toute l'augmentation de la demande d'électricité qui serait observée dans le cadre d'une économie carboneutre. À l'inverse, le scénario de faible demande (« 1,4 X ») suppose une croissance modeste de l'électrification d'autres secteurs, ce qui signifie qu'une plus grande part de l'approvisionnement énergétique dans le cadre de la décarbonisation provient de sources autres que l'électricité, par exemple l'hydrogène. L'augmentation réelle de la demande au Canada dépendra de la mesure dans laquelle les Canadiens finiront par compter sur l'électricité propre pour la décarbonisation de l'ensemble de l'économie d'ici à 2050. Une forte dépendance à l'égard de l'électricité propre, c'est-à-dire une augmentation élevée de la demande, entraînera un besoin accru de capacités de production d'électricité non émettrice d'ici 2050, tandis qu'une faible dépendance à l'égard de l'électricité propre, c'est-à-dire une faible croissance de la demande, entraînera probablement un déploiement relativement moins important de capacités non émettrices. Cela aurait non seulement des répercussions sur la capacité et le mix de production dans le secteur de l'électricité en 2050, mais aussi sur les coûts qui en résulteraient pour les producteurs et les consommateurs. Ces répercussions devraient donc être examinées dans le cadre de cette analyse des impacts du REP.

The NextGrid model was used to project the mix of supply options that would be deployed by 2050 to supply the load growth scenario used in the cost-benefit analysis (i.e. 1.4 X current demand) and compared that to the mix that would arise under a 2.5 X scenario, which is similar to demand growth projections in recent literature.³⁵ This electricity system mix assessment was conducted for Canada as a whole, as well as for Alberta, Saskatchewan, Ontario, Nova Scotia and New Brunswick, as these are the provinces that currently have significant amounts of fossil fuel-based capacity that would become subject to the proposed Regulations. In comparing the electricity system mixes of the 2.5 X scenario to those of the 1.4 X scenario, it would appear that under the proposed Regulations, the same technologies would, in general, be deployed regardless of the demand scenario, but more capacity would be deployed in the higher load scenario. This results in a cleaner electricity system on a per MWh basis, as the new deployments are largely low or non-emitting units. This is the expected result, as NextGrid optimizes for lowest cost on a deployed technology basis (i.e. the optimal solution of deployed technologies scales in accordance with the scaled need for the same technologies). This same relation is seen for generation.

Changes in total emissions

In moving from a scenario in which the proposed Regulations regulate the emissions from meeting demand that is 1.4 X current to a scenario in which demand is 2.5 X current, it would be expected to see more emissions under the 2.5 X scenario. This is the expected outcome since, even though the proposed Regulations significantly reduce emissions from each unit, more units are required to meet more demand and hence there are more emissions at the jurisdictional level. This expected trend is generally seen in the sensitivity analysis, summarized in Table 29. Overall, the proposed Regulations are largely expected to be as effective under a 2.5 X scenario as it would be under a 1.4 X scenario. This is largely due to NextGrid projecting that increased demand would be predominately met with non-emitting generation whose variable nature is stabilized by a combination of increased interprovincial electricity trade, energy storage, demand response and rarely used fossil fuel-fired generation. Differences are, however, seen at the provincial level. Notably, Quebec and Nova Scotia would see greater reductions under a 2.5 X scenario than under a 1.4 X scenario. Since this sensitivity analysis on the proposed Regulations was conducted using the NextGrid model, these results cannot be combined with the results presented in the CBA, which uses the E3MC model. The 1.4 X scenario was provided here to provide a reference point to the 2.5 X scenario results.

³⁵ [Bigger, Cleaner, Smarter: Pathways for aligning Canadian electricity systems with net-zero](#)

Le modèle NextGrid a été utilisé pour projeter la combinaison des options d'approvisionnement qui seraient déployées d'ici 2050 pour répondre au scénario de croissance de la charge utilisé dans l'analyse coûts-avantages (c'est-à-dire 1,4 fois la demande actuelle) et l'a comparé à la combinaison qui résulterait d'un scénario de 2,5 fois la demande, qui est similaire aux projections de croissance de la demande figurant dans la littérature récente³⁵. Cette évaluation de la composition du réseau électrique a été réalisée pour l'ensemble du Canada, ainsi que pour l'Alberta, la Saskatchewan, l'Ontario, la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick, car ce sont les provinces qui disposent actuellement d'une importante capacité de production d'électricité à partir de combustibles fossiles qui serait assujettie au projet de règlement. En comparant les combinaisons de réseaux électriques du scénario 2,5 X à celles du scénario 1,4 X, il semblerait qu'en vertu du projet de règlement, les mêmes technologies seraient, en général, déployées quel que soit le scénario de demande, mais qu'une plus grande capacité serait déployée dans le scénario de charge plus élevée. Il en résulte un réseau électrique plus propre par MWh, car les nouveaux déploiements sont en grande partie des groupes peu ou non émetteurs. C'est le résultat attendu, car NextGrid optimise le coût le plus bas sur la base des technologies déployées (c'est-à-dire que la solution optimale des technologies déployées s'adapte à l'échelle des besoins pour les mêmes technologies). La même relation est observée pour la production.

Changements dans les émissions totales

En passant d'un scénario dans lequel le projet de règlement réglemente les émissions liées à la satisfaction d'une demande de 1,4 fois la demande actuelle à un scénario dans lequel la demande est de 2,5 fois la demande actuelle, on s'attendrait à voir plus d'émissions dans le scénario 2,5 fois la demande actuelle. C'est le résultat attendu puisque, même si le projet de règlement réduit considérablement les émissions de chaque groupe, un plus grand nombre de groupes est nécessaire pour répondre à une plus grande demande et, par conséquent, il y a plus d'émissions au niveau juridique. Cette tendance attendue est généralement observée dans l'analyse de sensibilité, résumée dans le tableau 29. Dans l'ensemble, on s'attend à ce que le projet de règlement soit aussi efficace dans un scénario 2,5 X qu'il le serait dans un scénario 1,4 X. Cela s'explique en grande partie par le fait que le modèle NextGrid prévoit que la demande accrue serait principalement satisfaite par une production non émettrice dont la nature variable est stabilisée par une combinaison d'échanges interprovinciaux accrus d'électricité, de stockage d'énergie, de réponse à la demande et de production à base de combustibles fossiles rarement utilisée. Des différences sont toutefois observées au niveau provincial. Notamment, le Québec et la Nouvelle-Écosse verraient des réductions plus importantes dans le cadre d'un scénario 2,5 X que dans le cadre d'un scénario 1,4 X. Étant donné que cette

³⁵ [Plus grands, plus propres, plus intelligents. Aligner les systèmes électriques canadiens avec la carboneutralité](#)

analyse de sensibilité sur le projet de règlement a été réalisée à l'aide du modèle NextGrid, ces résultats ne peuvent pas être combinés avec les résultats présentés dans l'ACA, qui utilise le modèle E3MC. Le scénario 1,4 X a été fourni ici pour servir de point de référence aux résultats du scénario 2,5 X.

Table 29. Percent change in total emissions under the proposed Regulations for a 1.4 X and 2.5 X demand growth scenario

Jurisdiction	Percent change in emissions in the proposed Regulations – 1.4 X scenario relative to baseline scenario (2025-2050)	Percent change in emissions in the proposed Regulations – 2.5 X scenario relative to baseline scenario (2025-2050)
CAN	-28%	-32%
BC	-10%	-9%
AB	-26%	-27%
SK	-38%	-38%
MB	-55%	-38%
ON	-35%	-40%
QC	-39%	-70%
NB	-10%	-1%
NS	-1%	-71%
NL	-9%	-9%
PE	0%	-0%

Changes in total costs

The percent change in total costs under the proposed Regulations for a 1.4 X and 2.5 X demand growth scenario are summarized in Table 30. Given the lower costs of non-emitting generation, transmission and demand response relative to abated emitting generation, NextGrid projects that scenarios with higher demand would see disproportionately more of this demand met with non-emitting sources. Therefore, the proportional cost increases above baseline scenario for the lower demand scenario are roughly constant with those of the higher demand scenario. Since this sensitivity analysis on the proposed Regulations was conducted using the NextGrid model, these results cannot be combined with the results presented in the CBA, which uses the E3MC model. The 1.4 X scenario was provided here to provide a reference point to the 2.5 X scenario results.

Tableau 29. Variation en pourcentage des émissions totales dans le cadre du projet de règlement pour un scénario d'augmentation de la demande de 1,4 X et de 2,5 X

Jurisdiction	Pourcentage de variation des émissions dans le projet de règlement – scénario 1,4 X par rapport au scénario de référence (2025-2050)	Pourcentage de variation des émissions dans le projet de règlement – scénario 2,5 X par rapport au scénario de référence (2025-2050)
CAN	-28 %	-32 %
C.-B.	-10 %	-9 %
Alb.	-26 %	-27 %
Sask.	-38 %	-38 %
Man.	-55 %	-38 %
Ont.	-35 %	-40 %
Qué.	-39 %	-70 %
N.-B.	-10 %	-1 %
N.-É.	-1 %	-71 %
T.-N.-L.	-9 %	-9 %
Î.-P.-É.	0 %	-0 %

Changements dans les coûts totaux

La variation en pourcentage des coûts totaux en vertu du projet de règlement pour un scénario d'augmentation de la demande de 1,4 X et de 2,5 X est résumée dans le tableau 30. Étant donné les coûts inférieurs de la production non émettrice, de la transmission et de la réponse à la demande par rapport à la production émettrice réduite, NextGrid prévoit que les scénarios avec une demande plus élevée verraient une part disproportionnée de cette demande satisfaite par des sources non émettrices. Ainsi, les augmentations proportionnelles des coûts par rapport au scénario de référence pour le scénario de demande plus faible sont à peu près constantes par rapport à celles du scénario de demande plus élevée. Étant donné que cette analyse de sensibilité sur le projet de règlement a été réalisée à l'aide du modèle NextGrid, ces résultats ne peuvent pas être combinés avec les résultats présentés dans l'ACA, qui utilise le modèle E3MC. Le scénario 1,4 X a été fourni ici pour servir de point de référence aux résultats du scénario 2,5 X.

Table 30. Percent change in total costs under the proposed Regulations for a 1.4X and 2.5X demand growth scenario

Jurisdiction	Percent change in total costs in the proposed Regulations – 1.4X scenario relative to BAU	Percent change in total costs in the proposed Regulations – 2.5X scenario relative to BAU
CAN	5%	4%
BC	3%	1%
AB	4%	2%
SK	7%	4%
MB	8%	3%
ON	6%	4%
QC	4%	5%
NB	2%	0%
NS	4%	3%
NL	4%	13%
PE	7%	3%

Average electricity prices were calculated from NextGrid cost outputs by incorporating to them the costs for utility debt, distribution and transmission costs and other considerations for the final costs borne by consumers. These average prices account for volumetric electricity rates and fixed charges.

Based on NextGrid cost results for the 1.4 X scenario, calculated average electricity prices increase by 0.7 cents per kWh (4.0%) in 2035 and 0.7 cents per kWh (4.0%) in 2050, expressed as a simple average at the national level and relative to the baseline. Similar small relative increases in average electricity prices are also seen in the 2.5 X scenario, with electricity prices increasing by 0.6 cents per kWh (4.0%) in 2035 and 0.3 cents per kWh (1.0%) in 2050. Similar to the E2020 results under a 1.4 X growth scenario, most provinces show small changes in residential electricity prices relative to the baseline although some provinces do show a more significant impact in electricity prices relative to the baseline (Nova Scotia, Prince Edward Island and Newfoundland and Labrador).

Since the above findings are on the basis of the differences between electricity prices in the regulatory scenario and the baseline scenario being arithmetically averaged over the ten provinces, the resulting national average treats the volume of electricity in each province as being equal. This is not the case in reality, as load varies significantly

Tableau 30. Pourcentage de variation des coûts totaux dans le cadre du projet de règlement pour un scénario d'augmentation de la demande de 1,4 X et 2,5 X

Jurisdiction	Pourcentage de variation des émissions dans le projet de règlement – scénario 1,4 X par rapport au scénario de référence (2025-2050)	Pourcentage de variation des émissions dans le projet de règlement – scénario 2,5 X par rapport au scénario de référence (2025-2050)
CAN	5 %	4 %
C.-B.	3 %	1 %
Alb.	4 %	2 %
Sask.	7 %	4 %
Man.	8 %	3 %
Ont.	6 %	4 %
Qué.	4 %	5 %
N.-B.	2 %	0 %
N.-É.	4 %	3 %
T.-N.-L.	4 %	13 %
Î.-P.-É.	7 %	3 %

Les prix moyens de l'électricité ont été calculés à partir des résultats des coûts du modèle NextGrid en y incorporant les coûts de la dette du service public, les coûts de distribution et de transmission et d'autres considérations relatives aux coûts finaux supportés par les consommateurs. Ces prix moyens tiennent compte des tarifs volumétriques de l'électricité et des charges fixes.

Sur la base des résultats des coûts du modèle NextGrid pour le scénario 1,4 X, les prix moyens calculés de l'électricité augmentent de 0,7 cent par kWh (4,0 %) en 2035 et de 0,7 cent par kWh (4,0 %) en 2050, exprimés en tant que moyenne simple au niveau national et par rapport à la base de référence. Des augmentations relatives faibles et similaires des prix moyens de l'électricité sont également observées dans le scénario 2,5 X, les prix de l'électricité augmentant de 0,6 cent par kWh (4,0 %) en 2035 et de 0,3 cent par kWh (1,0 %) en 2050. Comme pour les résultats de l'étude E2020 dans le cadre d'un scénario de croissance de 1,4 X, la plupart des provinces affichent de faibles variations des prix de l'électricité résidentielle par rapport au scénario de référence, bien que certaines provinces affichent des répercussions plus importantes sur les prix de l'électricité par rapport au scénario de référence (Nouvelle-Écosse, Île-du-Prince-Édouard et Terre-Neuve-et-Labrador).

Étant donné que les conclusions ci-dessus reposent sur la moyenne arithmétique des différences entre les prix de l'électricité dans le scénario réglementaire et le scénario de référence sur les dix provinces, la moyenne nationale qui en résulte considère que le volume d'électricité dans chaque province est égal. Ce n'est pas le cas dans la réalité,

between provinces. If the national average electricity price is weighted by load, the resulting weighted average gives a closer sense of the impact of the proposed Regulations at the national level. The weighted average findings indicated a price increase of 0.3 cents per kWh (2.2%) in 2035 and 0.1 cents per kWh (0.8%) in 2050 for the 1.4X scenario. For the 2.5 X scenario, the price increases are approximately the same.

Further analysis to understand these impacts is being conducted on data results from E2020 and NextGrid to ensure that robust conclusions are made that consider a range of cost outcomes.

Overall findings

Relative to lower demand scenarios, it can be expected that the proposed Regulations, under higher demand scenarios, would

- help produce electricity systems with the same types of non-emitting technologies;
- be as effective in emissions reductions; and
- have similar total cost differences (in percentage) from the baseline scenario.

Part 2

The second part of the sensitivity analysis assesses the impacts on costs and emission reductions that would result if the following elements of the proposed Regulations were made more stringent or lenient:

1. **Performance standard:** Proposed value is 30 t/GWh; sensitivity analysis considers 0 t/GWh and 100 t/GWh;
2. **Units operating under the mass-based emission/duration flexibility:** It is proposed that the generation contribution of these units under the mass-based emission/duration flexibility be constrained to the yearly limits of 450 hours (approximately equivalent to 5% utilization), and 150 kt of emissions. The sensitivity analysis considers i) not allowing for any usage of this flexibility such that reliability must be ensured by non-fossil options and, ii) allowing utilization up to 10%;
3. **Electricity Generation Capacity Threshold:** Proposed value is 25 MW; sensitivity analysis considers 2.5 MW and 50 MW. For clarity, only units with a capacity above the threshold would be subject to the proposed Regulations;

car la consommation varie considérablement d'une province à l'autre. Si le prix moyen national de l'électricité est pondéré par la consommation, la moyenne pondérée qui en résulte donne une idée plus précise des répercussions du projet de règlement au niveau national. Les résultats de la moyenne pondérée indiquent une augmentation des prix de 0,3 cent par kWh (2,2 %) en 2035 et de 0,1 cent par kWh (0,8 %) en 2050 pour le scénario 1,4 X. Pour le scénario 2,5 X, l'augmentation est de 0,1 cent par kWh en 2035 et de 0,1 cent par kWh en 2050. Pour le scénario 2,5 X, les augmentations de prix sont à peu près les mêmes.

Une analyse plus approfondie pour comprendre ces répercussions est en cours sur les résultats des données du modèle E2020 et du modèle NextGrid afin de s'assurer que des conclusions solides sont tirées en tenant compte d'une gamme de résultats en matière de coûts.

Conclusions générales

Par rapport aux scénarios de demande plus faible, on peut s'attendre à ce que le projet de règlement, dans des scénarios de demande plus élevée, permette :

- de contribuer à produire des réseaux électriques avec les mêmes types de technologies non émettrices;
- d'être aussi efficaces en termes de réduction des émissions;
- de présenter des différences de coût total similaires (en pourcentage) par rapport au scénario de référence.

Partie 2

La deuxième partie de l'analyse de sensibilité évalue les incidences sur les coûts et les réductions d'émissions qui résulteraient du renforcement ou de l'assouplissement des éléments suivants du projet de règlement :

1. **Norme de rendement :** La valeur proposée est de 30 t/GWh ; l'analyse de sensibilité envisage 0 t/GWh et 100 t/GWh;
2. **Groupes fonctionnant dans le cadre de la flexibilité des émissions/durée basée sur la masse :** Il est proposé que la contribution à la production de ces groupes dans le cadre de la flexibilité des émissions/durée basée sur la masse soit contrainte aux limites annuelles de 450 heures (ce qui équivaut approximativement à une utilisation de 5 %) et de 150 kt d'émissions. L'analyse de sensibilité envisage i) de ne permettre aucune utilisation de cette flexibilité de sorte que la fiabilité doit être assurée par des options n'utilisant pas de combustibles fossiles et ii) d'autoriser une utilisation jusqu'à 10 %;
3. **Seuil de capacité de production d'électricité :** La valeur proposée est de 25 MW ; l'analyse de sensibilité porte sur 2,5 MW et 50 MW. Par souci de clarté, seuls les groupes dont la capacité est supérieure au seuil seraient soumis au projet de règlement;

4. **Treatment of industrial units:** Proposed approach would only require those industrial units that have net exports to a NERC-regulated electricity system in any given year to comply with the performance standard. Sensitivity analysis considers an approach in which all industrial generation is subject to the proposed Regulations and an approach in which no industrial generation is subject to the proposed Regulations; and
5. **Prescribed Life period:** Proposed value is 20 years; sensitivity analysis considers 0, 15, 25, 30, 35, 40 and 45 years.

Sensitivity of each of the above parameters were assessed by running the NextGrid model with the proposed regulatory case having only one of the above parameters changed at a time. Impacts to costs and emissions are presented as percent change relative to the proposed regulatory case. More specifically:

The effect on the cost of the proposed Regulations is provided as

$$SA_C = \frac{(C_{Regulatory}^2 - C_{BAU}) - (C_{Regulatory}^1 - C_{BAU})}{(C_{Regulatory}^1 - C_{BAU})} \quad \text{Eq. 1}$$

where C_{BAU} , $C_{Regulatory}^1$ and $C_{Regulatory}^2$ represent the cumulative (2025 to 2050) discounted costs of the baseline scenario, Regulatory and Modified Regulatory scenario, respectively.

The effect on emission reductions is provided as

$$SA_E = \frac{(E_{Regulatory}^2 - E_{BAU}) - (E_{Regulatory}^1 - E_{BAU})}{(E_{Regulatory}^1 - E_{BAU})} \quad \text{Eq. 2}$$

where E_{BAU} , $E_{Regulatory}^1$ and $E_{Regulatory}^2$ represent the cumulative (2025 to 2050) emissions of electricity generation the baseline scenario, Regulatory and Modified Regulatory scenario, respectively.

The following caveats are important in the consideration of the sensitivity findings:

- The costs are cumulative, discounted (using a 3% discount factor as opposed to the 2% used in the CBA) and annualized. The 3% discount factor was used to assess its impact on the resulting grid mixes (i.e. the observed combination of various generating sources that supply a NERC-regulated electricity system) and was found to

4. **Traitement des groupes industriels :** L'approche proposée n'obligerait que les groupes industriels qui ont un solde exportateur supérieur à zéro gigawatt-heure vers un réseau électrique réglementé par la NERC au cours d'une année donnée à se conformer à la norme de rendement. L'analyse de sensibilité considère une approche dans laquelle toute la production industrielle est soumise au projet de règlement et une approche dans laquelle aucune production industrielle n'est soumise au projet de règlement;
5. **Durée de vie réglementaire :** La valeur proposée est de 20 ans; l'analyse de sensibilité envisage 0, 15, 25, 30, 35, 40 et 45 ans.

La sensibilité de chacun des paramètres ci-dessus a été évaluée en exécutant le modèle NextGrid avec le projet de règlement en ne modifiant qu'un seul des paramètres ci-dessus à la fois. Les incidences sur les coûts et les émissions sont présentées sous forme de pourcentage de changement par rapport au projet de règlement. Plus précisément :

L'effet sur le coût du projet de règlement est présenté comme suit :

$$AS_C = \frac{(C_{Réglementaire}^2 - C_{SdR}) - (C_{Réglementaire}^1 - C_{SdR})}{(C_{Réglementaire}^1 - C_{SdR})} \quad \text{Eq. 1}$$

où C_{SdR} , $C_{Réglementaire}^1$ et $C_{Réglementaire}^2$ représentent les coûts cumulés (2025 à 2050) actualisés du scénario de référence, du scénario réglementaire et du scénario réglementaire modifié, respectivement.

L'effet sur les réductions d'émissions est calculé comme suit :

$$AS_E = \frac{(E_{Réglementaire}^2 - E_{SdR}) - (E_{Réglementaire}^1 - E_{SdR})}{(E_{Réglementaire}^1 - E_{SdR})} \quad \text{Eq. 2}$$

où E_{SdR} , $E_{Réglementaire}^1$ et $E_{Réglementaire}^2$ représentent les émissions cumulées (2025 à 2050) de la production d'électricité dans le scénario de référence, le scénario réglementaire et le scénario réglementaire modifié, respectivement.

Les mises en garde suivantes sont importantes pour l'examen des résultats de la sensibilité :

- Les coûts sont cumulés, actualisés (en utilisant un facteur d'actualisation de 3 % contre 2 % dans l'ACA) et annualisés. Le facteur d'actualisation de 3 % a été utilisé pour évaluer les répercussions sur les combinaisons de réseaux qui en résultent (c'est-à-dire la combinaison observée des diverses sources de production qui

have no discernable effect. While they have a large scope (they include the cost of new capital, fuel, fixed operations and maintenance (FOM), variable operations and maintenance (VOM), carbon, residual value of capital on early retirements and Variable Renewable Energy (VRE) integration costs), they exclude a number of items: cost for intra-provincial transmission, distribution, financing and any capital cost associated with assets already built out in 2022; and

- The findings assume that units that are required to comply with the emissions intensity limit under the proposed Regulations receive full exposure to the carbon price (170\$/tonne CO₂e) starting in 2035.
- Since this sensitivity analysis on the proposed Regulations was conducted using the NextGrid model, these results cannot be combined with the results presented in the CBA, which uses the E3MC model.

Effects of varying the stringency of the performance standard

The proposed Regulations would require units to meet, with some exceptions, a performance standard of 30 t/GWh. To assess the sensitivity of the proposed Regulations' expected costs and emission reductions, this performance standard was assessed at 0 t/GWh (i.e. equivalent to a *de facto* ban on fossil fuel-fired generation at their End of Prescribed Life) not allowing for these units to provide backup services for variable renewables or to install CCS and 100 t/GWh (which would avoid the proposed Regulations needing to provide time for the new CCS units to adapt to the stringent 30 t/GWh standard, i.e. 100 t/GWh on an annual average basis is easily obtainable by any CCS unit).

The more stringent approach of 0 t/GWh was found to increase costs by 20% and 18% for the 1.4X and 2.5X scenarios respectively while also increasing emission reductions by approximately 2% and 3% in the same respective demand scenarios. This more stringent approach thus does not seem to be a cost-effective approach for incremental reductions. The less stringent approach of a 100 t/GWh performance standard would not dramatically reduce expected costs (4% and 5% reduction for the 1.4X and 2.5X scenarios respectively) and potentially increase emissions by about 12% for each or the 1.4X and 2.5X scenarios. This sensitivity analysis suggests that the proposed performance standard of 30 t/GWh results in emissions reductions without dramatically increasing costs.

alimentent un réseau électrique réglementé par la NERC) et il s'est avéré qu'il n'avait pas d'effet perceptible. Bien qu'ils aient une large portée (ils incluent le coût des nouveaux capitaux, du combustible, des opérations et de la maintenance fixes [FOM], des opérations et de la maintenance variables [VOM], du carbone, de la valeur résiduelle du capital en cas de production anticipée et des coûts d'intégration des énergies renouvelables variables [ERV]), ils excluent un certain nombre d'éléments : le coût de la transmission intraprovinciale, de la distribution, du financement et tout coût en capital associé aux actifs déjà construits en 2022;

- Les résultats supposent que les groupes qui doivent se conformer à la limite d'intensité des émissions en vertu du projet de règlement sont pleinement exposés au prix du carbone (170 \$/tonne d'équivalent CO₂) à partir de 2035.
- Étant donné que cette analyse de sensibilité sur le projet de règlement a été réalisée à l'aide du modèle NextGrid, ces résultats ne peuvent pas être combinés avec les résultats présentés dans l'ACA, qui utilise le modèle E3MC.

Effets de la variation de la rigueur de la norme de rendement

Le projet de règlement exigerait que les groupes respectent, à quelques exceptions près, une norme de rendement de 30 t/GWh. Afin d'évaluer la sensibilité des coûts et des réductions d'émissions prévus par le projet de règlement, cette norme de rendement a été évaluée à 0 t/GWh (c'est-à-dire, équivalent à une interdiction de facto des centrales à combustibles fossiles à la fin de leur vie réglementaire), ne permettant pas à ces groupes de fournir des services d'appoint pour les énergies renouvelables variables ou d'installer le CSC; et 100 t/GWh (ce qui éviterait au projet de règlement de prévoir un délai pour que les nouveaux groupes CSC s'adaptent à la norme rigoureuse de 30 t/GWh, c'est-à-dire que 100 t/GWh sur une base annuelle moyenne est facilement réalisable par n'importe quel groupe CSC).

L'approche plus stricte de 0 t/GWh s'est avérée augmenter les coûts de 20 % et 18 % pour les scénarios 1,4 X et 2,5 X respectivement, tout en augmentant les réductions d'émissions d'environ 2 % et 3 % dans les mêmes scénarios de demande respectifs. Cette approche plus stricte ne semble donc pas être une approche rentable pour les réductions supplémentaires. L'approche moins stricte d'une norme de rendement de 100 t/GWh ne réduirait pas considérablement les coûts prévus (4 % et 5 % de réduction pour les scénarios 1,4 X et 2,5 X respectivement) et augmenterait potentiellement les émissions d'environ 12 % pour chacun des scénarios 1,4 X et 2,5 X. Cette analyse de sensibilité suggère que la norme de rendement proposée de 30 t/GWh permet de réduire les émissions sans augmenter considérablement les coûts.

Effects of varying the duration of the mass-based emission/duration flexibility provisions

The proposed Regulations include exceptions to the 30 t/GWh performance standard for units that operate for less than 450 hr/yr and emit less than 150 kt/yr. For reference, 450 hours per year is equal to approximately 5% of the total hours in a year assuming operation at 100% capacity. This approach provides an important tool to regulatees to preserve the reliability of the electricity system by using units that meet these conditions to provide backup or peaking power and at potentially lower costs if the alternative means of producing this reliability power would be to build new capital projects. To assess the sensitivity of the proposed Regulations' expected costs and emission reductions, this mass-based emission/duration flexibility was assessed at 0% utilization (i.e. equivalent to not allowing for these units to provide backup services for variable renewables) and at 10%; for the purpose of analysis, units using this flexibility were assumed to operate at 100% capacity. Additional assessment was conducted to determine the impacts of 8% utilization.

The more stringent approach of 0% utilization was found to increase costs by 12% and 33% for the 1.4X and 2.5X scenarios respectively while also increasing emission reductions by approximately 11% in both demand scenarios. This appears to indicate that seeking further emission reductions by constraining the use of emitting units to provide backup/peaking power to less than 450 hr would not provide further reductions while costs would continue to increase with increasing electricity demand. This finding suggests that 450 hr is likely the minimal value that should be considered. In this context, analyses indicated that the less stringent approach of a 10% utilization factor would not dramatically reduce expected costs (i.e. 3% and 1%, respectively, for the 1.4X and 2.5X scenarios) and would result in a proportionately higher loss of emission reductions (i.e. 6% and 15%, respectively, for the 1.4X and 2.5X scenarios). The assessment of 8% utilization for the 1.4X demand scenario indicated a reduction of costs of only 2% relative to 450 hours and a loss of emission reductions of ~4%. This sensitivity analysis suggests that the proposed values of 450 hours and 150 kt provide the best balance of cost savings and emissions reductions.

The Department invites interested parties to provide specific, evidence-based comments and any data relevant to this important flexibility prior to the publication in the *Canada Gazette*, Part II. While the objective of the proposed Regulations is to reduce CO₂ emissions from the

Effets de la variation de la durée des dispositions relatives à la flexibilité des émissions basées sur la masse/durée

Le projet de règlement prévoit des exceptions à la norme de rendement de 30 t/GWh pour les groupes qui fonctionnent moins de 450 heures par an et émettent moins de 150 kt/an. À titre de référence, 450 heures par an correspondent à environ 5 % du total des heures d'une année en supposant un fonctionnement à 100 % de la capacité. Cette approche fournit un outil important aux entités réglementées pour préserver la fiabilité du réseau électrique en utilisant des groupes qui remplissent ces conditions pour fournir une énergie d'appoint ou de pointe et à des coûts potentiellement inférieurs si l'autre moyen de produire cette énergie de fiabilité consistait à construire de nouveaux projets d'investissement. Afin d'évaluer la sensibilité des coûts et des réductions d'émissions prévus par le projet de règlement, cette souplesse en matière d'émissions et de durée fondée sur la masse a été évaluée à 0 % d'utilisation (ce qui équivaut à ne pas permettre à ces groupes de fournir des services d'appoint pour les énergies renouvelables variables) et à 10 %; aux fins de l'analyse, on a supposé que les groupes qui utilisaient cette souplesse fonctionnaient à 100 % de leur capacité. Une évaluation supplémentaire a été réalisée pour déterminer les répercussions d'une utilisation de 8 %.

L'approche plus stricte de 0 % d'utilisation s'est avérée augmenter les coûts de 12 % et 33 % pour les scénarios 1,4 X et 2,5 X respectivement, tout en augmentant les réductions d'émissions d'environ 11 % dans les deux scénarios de demande. Cela semble indiquer que la recherche de nouvelles réductions d'émissions en limitant l'utilisation des groupes émetteurs pour fournir une alimentation d'appoint/de pointe à moins de 450 heures n'apporterait pas de nouvelles réductions, tandis que les coûts continueraient d'augmenter avec l'accroissement de la demande d'électricité. Cette conclusion suggère que 450 heures est probablement la valeur minimale à prendre en compte. Dans ce contexte, les analyses ont indiqué que l'approche moins stricte d'un facteur d'utilisation de 10 % ne réduirait pas considérablement les coûts prévus (3 % et 1 %, respectivement, pour les scénarios 1,4 X et 2,5 X) et entraînerait une perte proportionnellement plus élevée de réductions d'émissions (6 % et 15 %, respectivement, pour les scénarios 1,4 X et 2,5 X). L'évaluation d'une utilisation de 8 % pour le scénario de demande 1,4 X a indiqué une réduction des coûts de seulement 2 % par rapport à 450 heures et une perte de réductions d'émissions d'environ 4 %. Cette analyse de sensibilité suggère que les valeurs proposées de 450 heures et 150 kt fournissent le meilleur équilibre entre les économies de coûts et les réductions d'émissions.

Le ministère invite les parties intéressées à fournir des commentaires spécifiques, fondés sur des preuves, ainsi que toute donnée relative à cette importante flexibilité avant la publication dans la Partie II de la *Gazette du Canada*. Bien que l'objectif du projet de règlement soit

generation of electricity, it is also important that Canada's electricity supply remains reliable and affordable as this supports both the safety of Canadians and attaining Canada's goal of a net-zero GHG emission economy by 2050.

Effects of varying the value of the electricity generation capacity threshold value

Fossil fuel-fired electricity generating units that do not exceed a capacity of 25 MW would not be subject to the proposed Regulations. This approach avoids costs associated with units that have historically not been a major source of GHG emissions in Canada, while also providing flexibility for electricity system operators in locations where there may not be sufficient infrastructure. It would also reduce the cumulative cost to unit operators of complying with the regulations while also not sacrificing a significant amount of carbon emission reductions.

The effect on the cost of the proposed Regulations and on associated emission reductions were calculated for a more stringent threshold of 2.5 MW as well as for a less stringent threshold of 50 MW.

The more stringent threshold of 2.5 MW would have a negligible effect on both costs and emission reductions for both load scenarios. The small gains in emission reductions (on the order of 1%) do not warrant the very significant increase in the number of regulatees implementing the regulation, nor the loss of flexibility for operators in locations where there may not be sufficient electricity system infrastructure.

The less stringent threshold of 50 MW would decrease the cost of the proposed Regulations by 3% while also reducing the emission reductions by approximately 5% for both load scenarios. While the proportional decrease in costs to the loss of emission reductions is on par with the proposed approach, the greater generation capacity threshold of 50 MW might, result in a build out of units slightly less than 50 MW as a means to avoid being subject to the proposed Regulations. Although a similar avoidance pattern is theoretically possible with the proposed value of 25 MW, a fleet comprised of units each less than 25 MW would be expected to have a greater logistical inefficiency compared to a fleet comprised of units each less than 50 MW. This greater logistical inefficiency is deemed sufficient to discourage an appreciable build out of units slightly smaller than 25 MW. As such, the proposed approach of a 25 MW electricity generation capacity threshold is seen as the better approach.

de réduire les émissions de CO₂ provenant de la production d'électricité, il est également important que l'approvisionnement en électricité du Canada demeure fiable et abordable, car cela contribue à la fois à la sécurité des Canadiens et à l'atteinte de l'objectif du Canada d'une économie carboneutre d'ici 2050.

Effets de la variation de la valeur du seuil de capacité de production d'électricité

Les groupes de production d'électricité à partir de combustibles fossiles qui ne dépassent pas une capacité de 25 MW ne seraient pas soumis au projet de règlement. Cette approche permet d'éviter les coûts associés aux groupes qui, historiquement, n'ont pas été une source importante d'émissions de GES au Canada, tout en offrant une certaine souplesse aux exploitants de réseaux électriques dans les endroits où l'infrastructure n'est peut-être pas suffisante. Elle permettrait également de réduire le coût cumulé de la conformité au règlement pour les exploitants de groupes, sans pour autant sacrifier une quantité importante de réductions d'émissions de carbone.

L'effet sur le coût du projet de règlement et sur les réductions d'émissions associées a été calculé pour un seuil plus strict de 2,5 MW ainsi que pour un seuil moins strict de 50 MW.

Le seuil plus strict de 2,5 MW aurait un effet négligeable sur les coûts et les réductions d'émissions pour les deux scénarios de charge. Les faibles gains en termes de réduction des émissions (de l'ordre de 1 %) ne justifient pas l'augmentation très importante du nombre d'organismes de réglementation chargés de la mise en œuvre du règlement ni la perte de flexibilité pour les opérateurs dans les endroits où l'infrastructure du réseau électrique n'est peut-être pas suffisante.

Le seuil moins strict de 50 MW réduirait le coût du projet de règlement de 3 % tout en réduisant les réductions d'émissions d'environ 5 % pour les deux scénarios de charge. Bien que la diminution proportionnelle des coûts par rapport à la perte de réductions d'émissions soit comparable à l'approche proposée, le seuil de capacité de production plus élevé de 50 MW pourrait entraîner la construction de groupes d'une capacité légèrement inférieure à 50 MW afin d'éviter d'être soumis au projet de règlement. Bien qu'un schéma d'évitement similaire soit théoriquement possible avec la valeur proposée de 25 MW, on s'attend à ce qu'un parc composé de groupes de moins de 25 MW ait une plus grande inefficacité logistique qu'un parc composé de groupes de moins de 50 MW. Cette plus grande inefficacité logistique est jugée suffisante pour décourager une construction appréciable de groupes légèrement inférieurs à 25 MW. C'est pourquoi l'approche proposée d'un seuil de capacité de production d'électricité de 25 MW est considérée comme la meilleure.

Effects of varying the extent to which industrial generation is included within the scope of the proposed Regulations

The Proposed Regulations would apply to industrial units that meet the applicability criteria including being connected to a NERC-regulated electricity system. However, only units that have net exports in any given year would need to comply with the performance standard. This approach is expected to prevent a rush to generate electricity for sale to a NERC-regulated electricity system using industry-owned unabated fossil fuel-fired electricity generating units; the approach also relies on other instruments – that are tailored to specific industrial sectors – to reduce emissions associated with electricity generated solely for industrial activity.

The sensitivity of estimated costs and emission reductions to the proposed approach were analyzed for two alternative coverages of industrial units: a more stringent policy design in which all industrial units are fully covered regardless of whether or not they export to a NERC-regulated electricity system and a less stringent policy design in which industrial units are fully exempt from meeting the performance standard.

While the associated emission reductions of this more stringent approach are very high (105% and 80% higher for the 1.4X and 2.5X load scenarios, respectively), covering all industrial electricity generation units also significantly increases the cost of the proposed Regulations by 87% and 62% for the 1.4X and 2.5X load scenarios, respectively. This cost increase only considers the cost of generating electricity and industrial heat from cogeneration units and does not assess the secondary impacts that such costs could have on industrial activity specifically (e.g. potentially suppressing economic activity, reducing competitiveness, etc.) and on the Canadian economy more generally. As a result, this particular finding should not be considered as sufficient rationale for having all industrial generation subject to the performance standard in the proposed Regulations. Alternately, not making industrial generation subject to the proposed Regulations represents a scenario in which industrial generation can sell fossil-fired electricity on to the electricity system without limit. This approach would not significantly reduce the proposed Regulations' cost (2% for the 1.4x and 1% for the 2.5x scenarios) but would decrease the emission reductions by a noticeably higher amount: 35% and 26% for the 1.4X and 2.5X load scenarios, respectively. This analysis did not consider the potential of electricity moving from being generated by utility-owned units to being generated by industrial units firing on fossil-fuels unabated; by not considering this, the foregone emission reduction finding

Effets de la variation de la mesure dans laquelle la production industrielle est incluse dans le champ d'application du projet de règlement

Le projet de règlement s'appliquerait aux groupes industriels qui satisfont aux critères d'applicabilité, notamment le fait d'être connectés à un réseau électrique réglementé par la NERC. Toutefois, seuls les groupes qui ont un solde exportateur de plus de zéro gigawattheure au cours d'une année donnée devront se conformer à la norme de rendement. Cette approche devrait permettre d'éviter la ruée vers la production d'électricité destinée à être vendue à un réseau d'électricité réglementé par la NERC en utilisant des groupes de production d'électricité à base de combustibles fossiles sans dispositif de réduction des émissions appartenant à l'industrie; l'approche s'appuie également sur d'autres instruments – adaptés à des secteurs industriels spécifiques – pour réduire les émissions associées à l'électricité produite uniquement pour l'activité industrielle.

La sensibilité des coûts estimés et des réductions d'émissions à l'approche proposée a été analysée pour deux couvertures alternatives des groupes industriels : une politique plus stricte dans laquelle tous les groupes industriels sont entièrement couverts, qu'ils exportent ou non vers un réseau électrique réglementé par la NERC, et une politique moins stricte dans laquelle les groupes industriels sont entièrement exemptés du respect de la norme de rendement.

Bien que les réductions d'émissions associées à cette approche plus stricte soient très élevées (105 % et 80 % plus élevées pour les scénarios de charge 1,4 X et 2,5 X, respectivement), la couverture de tous les groupes industriels de production d'électricité augmente également de manière significative le coût du projet de règlement, de 87 % et 62 % pour les scénarios de charge 1,4 X et 2,5 X, respectivement. Cette augmentation de coût ne prend en compte que le coût de la production d'électricité et de chaleur industrielle à partir de groupes de cogénération et n'évalue pas les répercussions secondaires que ces coûts pourraient avoir sur l'activité industrielle en particulier (par exemple, en supprimant potentiellement l'activité économique, en réduisant la compétitivité, etc.) et sur l'économie canadienne en général. Par conséquent, cette constatation particulière ne devrait pas être considérée comme une justification suffisante pour assujettir toute la production industrielle à la norme de rendement prévue dans le projet de règlement. Par ailleurs, le fait de ne pas assujettir la production industrielle au projet de règlement représente un scénario dans lequel la production industrielle peut vendre sans limites de l'électricité produite à partir de combustibles fossiles au réseau électrique. Cette approche ne réduirait pas de manière significative le coût du projet de règlement (2 % pour le scénario 1,4 x et 1 % pour le scénario 2,5 X), mais diminuerait les réductions d'émissions d'un montant sensiblement plus élevé : 35 % et 26 % pour les scénarios de charge

is likely biased, i.e. the forgone emission reductions are underestimated and would likely be higher than 35% and 26%. This finding indicates that the proposed approach of the proposed Regulations covering net-exporting industrial units is likely the better approach of the considered alternatives as it is less likely to produce broader economic impacts but is also one that results in low-cost emission reductions from the perspective of a whole economy.

Effects of varying the End of Prescribed Life

The proposed Regulations allow units commissioned before January 1, 2025, to continue operating without being required to meet an emission intensity limit until the end of the unit's prescribed life, proposed to be set at 20 years, or January 1, 2035, whichever comes later. This approach phases-in the activity needed to support a net-zero electricity system, thereby avoiding a steep capacity drop in 2035 while making sure that unabated fossil fuel-fired electricity generating units comply with the Regulations well in advance of 2050.

The effect on the cost of the proposed Regulations and on associated emission reductions were calculated for a suite of alternative numbers of years, from 0 years (i.e. existing units must meet the performance standard in 2035, just like new units) to 45 years (i.e. units are allowed to operate until the end of their technical life).

Setting the duration of the prescribe life to 0, 5, 10 or 15 years resulted in similar outcomes: The cost of the proposed Regulations in a 1.4X load scenario increases by about 8% but only increases emission reductions by 3%. For a 2.5X load scenario, the increase in cost is negligible and the emission reductions are only increased by 2%. Given the increased logistical difficulty that could be reasonably expected with an accelerated buildout of new capacity needed to ensure system reliability and the relatively small gain in emission reductions, decreasing the number of years that existing units can operate after commissioning does not seem to be advantageous.

Alternately, allowing existing units to operate for 35 to 45 years after commissioning dates does reduce the cost

1,4 X et 2,5 X, respectivement. Cette analyse n'a pas pris en compte la possibilité que l'électricité ne soit plus produite par des groupes appartenant au service public, mais par des groupes industriels utilisant des combustibles fossiles sans dispositif de réduction des émissions; en ne prenant pas en compte cette possibilité, la conclusion relative à la réduction des émissions perdues est probablement biaisée, c'est-à-dire que les réductions d'émissions perdues sont sous-estimées et seraient probablement plus élevées que 35 % et 26 %. Cette constatation indique que l'approche proposée dans le projet de règlement couvrant les groupes industriels ayant un solde exportateur de plus de zéro gigawattheure est probablement la meilleure des solutions envisagées, car elle est moins susceptible d'avoir des incidences économiques plus larges, mais elle permet également d'obtenir des réductions d'émissions à faible coût du point de vue de l'ensemble de l'économie.

Effets de la variation de la fin de vie réglementaire

Le projet de règlement permet aux groupes mis en service avant le 1er janvier 2025 de continuer à fonctionner sans avoir à respecter une limite d'intensité des émissions jusqu'à la fin de la durée de vie réglementaire du groupe, que l'on propose de fixer à 20 ans, ou jusqu'au 1er janvier 2035, selon la date la plus tardive. Cette approche permet d'introduire progressivement l'activité nécessaire pour soutenir un réseau électrique carboneutre, évitant ainsi une chute brutale de la capacité en 2035 tout en garantissant que les groupes de production d'électricité à base de combustibles fossiles sans dispositif de réduction des émissions soient conformes au règlement bien avant 2050.

L'effet sur le coût du projet de règlement et sur les réductions d'émissions associées a été calculé pour une série de nombres d'années alternatifs, allant de 0 an (c'est-à-dire que les groupes existants doivent satisfaire à la norme de rendement en 2035, tout comme les nouveaux groupes) à 45 ans (c'est-à-dire que les groupes sont autorisés à fonctionner jusqu'à la fin de leur durée de vie technique).

La fixation de la durée de vie prescrite à 0, 5, 10 ou 15 ans a donné des résultats similaires : Le coût du projet de règlement dans un scénario de charge 1,4 X augmente d'environ 8 %, mais les réductions d'émissions n'augmentent que de 3 %. Pour un scénario de charge 2,5 X, l'augmentation du coût est négligeable et les réductions d'émissions n'augmentent que de 2 %. Compte tenu des difficultés logistiques accrues auxquelles on peut raisonnablement s'attendre en cas de mise en place accélérée des nouvelles capacités nécessaires pour assurer la fiabilité du réseau et du gain relativement faible en termes de réduction des émissions, il ne semble pas avantageux de réduire le nombre d'années pendant lesquelles les groupes existants peuvent fonctionner après leur mise en service.

Par contre, le fait de permettre aux groupes existants de fonctionner pendant 35 à 45 ans après la date de mise en

of the proposed Regulations, but at the detriment of significant losses in emission reductions. For the 1.4X load scenario, costs decrease by 14% to 77% for 35 to 45 years of operation, but emission reductions also decrease by 25% to 76%. For the 2.5X load scenario, the cost decrease associated with a prescribed life period of 35 to 45 years is 10% to 53%, but at the expense of 14% to 31% fewer emission reductions.

More moderate lengthening of the prescribed life period (i.e. to 25-30 years) is associated with moderate cost *increases* of the proposed Regulations. For the 1.4X load scenario, these increases range from 1% to 6% for 25 and 30 years, while these increases are from 4% to 2% for the same years in the 2.5X load scenarios. These increases in costs are accompanied by moderate losses in emission reductions: 4% and 12% for 25 and 30 years in the 1.4X scenario and by 3% and 7% for the same number of years in the 2.5X load scenario.

This indicates that the proposed length of 20 years of operation is the best option, balancing the phasing in of the regulation for reliability, managing costs and not sacrificing a substantial amount of emission reductions. However, if other considerations, such as logistical realities constraining the rate at which new capacity could be build-out, were to be demonstrated as a valid concern, longer prescribed life periods of no more than 30 years would not be expected to have significant impacts on the expected emission reductions of the proposed Regulations.

Part 3

The third part of the sensitivity analysis tests the total cost impact of using different input costs for key variables than those used in the central case modelling. In the CBA, total costs are sensitive with respect to one variable in particular: the marginal capital cost (per MW) of greenfield construction for electricity system technologies (marginal capital costs). This variable determines the scale of the cost impact associated with new capital buildout of predominantly abated emitting and non-emitting electricity generation technologies induced by the proposed Regulations, but also affects the scale of the impact associated with forgone refurbishment and the residual value of capital on early retirements.

The marginal capital costs used in the central case modelling were derived by E3MC. However, these are not the only estimates for capital costs that could be considered in the analysis. As part of the model development process for NextGrid, the Department commissioned an external

service permet de réduire le coût du projet de règlement, mais au détriment de pertes importantes en termes de réductions d'émissions. Pour le scénario de charge 1,4 X, les coûts diminuent de 14 % à 77 % pour une durée d'exploitation de 35 à 45 ans, mais les réductions d'émissions diminuent également de 25 % à 76 %. Pour le scénario de charge 2,5 X, la diminution des coûts associée à une durée de vie prescrite de 35 à 45 ans est de 10 % à 53 %, mais aux dépens d'une réduction des émissions de 14 % à 31 %.

Un allongement plus modéré de la durée de vie prescrite (c'est-à-dire de 25 à 30 ans) est associé à une *augmentation* modérée des coûts du projet de règlement. Pour le scénario de charge 1,4 X, ces augmentations vont de 1 % à 6 % pour 25 et 30 ans, alors qu'elles vont de 4 % à 2 % pour les mêmes années dans les scénarios de charge 2,5X. Ces augmentations de coûts s'accompagnent de pertes modérées en termes de réduction des émissions : 4 % et 12 % pour 25 et 30 ans dans le scénario 1,4 X et 3 % et 7 % pour le même nombre d'années dans le scénario de charge 2,5 X.

Cela indique que la durée d'exploitation proposée de 20 ans est la meilleure option, car elle permet d'équilibrer la mise en œuvre progressive du règlement pour assurer la fiabilité, de gérer les coûts et de ne pas sacrifier une quantité substantielle de réductions d'émissions. Toutefois, si d'autres considérations, telles que des réalités logistiques limitant le rythme auquel de nouvelles capacités pourraient être mises en place, devaient être démontrées comme une préoccupation valable, des périodes de vie prescrite plus longue, ne dépassant pas 30 ans, ne devraient pas avoir d'incidences significatives sur les réductions d'émissions attendues du projet de règlement.

Troisième partie

La troisième partie de l'analyse de sensibilité teste les répercussions sur le coût total de l'utilisation de coûts d'entrée différents pour les variables clés que ceux utilisés dans la modélisation du cas central. Dans l'ACA, les coûts totaux sont sensibles à une variable en particulier : le coût marginal du capital (par MW) de la construction de nouvelles installations pour les technologies du réseau électrique (coûts marginaux du capital). Cette variable détermine l'ampleur des répercussions sur les coûts associés à la construction de nouvelles installations de technologies de production d'électricité avec dispositif de réduction des émissions et non émettrices, induits par le projet de règlement, mais elle affecte également l'ampleur des répercussions associées à l'abandon de la remise en état et à la valeur résiduelle du capital lors des mises hors service anticipées.

Les coûts marginaux du capital utilisés dans la modélisation du cas central ont été calculés par le modèle E3MC. Cependant, il ne s'agit pas des seules estimations des coûts du capital qui pourraient être prises en compte dans l'analyse. Dans le cadre du processus d'élaboration du modèle

contract to, among other tasks, compile a projection of marginal capital costs for key electricity system technologies in each province using information from reliable public sources such as the US Department of Energy, the OECD, the Bank of Canada and Canadian utilities. A sensitivity case was generated by mapping the technology types from the external contract to those from E3MC, revealing differences in marginal capital costs between the two approaches (Table 31).

NextGrid, le ministère a chargé un contractant externe de compiler, entre autres, une projection des coûts marginaux du capital pour les technologies clés du réseau électrique dans chaque province en utilisant des informations provenant de sources publiques fiables telles que le ministère américain de l'Énergie, l'OCDE, la Banque du Canada et les entreprises canadiennes de services publics. Un cas de sensibilité a été généré en mettant en correspondance les types de technologie du contrat externe avec ceux du modèle E3MC, révélant des différences dans les coûts marginaux d'investissement entre les deux approches (tableau 31).

Table 31. Percentage difference in marginal capital cost (per MW) in the sensitivity case relative to the central case, by technology type in select years (Canada average, based on 2022 constant dollars)

Technology type	2025	2030	2035	2040	2045	2050
OGCT	-9%	-9%	-9%	-9%	-9%	-9%
OGCC	-5%	-5%	-5%	-5%	-5%	-5%
Small OGCC*	-5%	-5%	-5%	-5%	-5%	-5%
NG CCS	-9%	-14%	-21%	-25%	-28%	-31%
Nuclear	41%	41%	41%	41%	41%	41%
Base hydro	8%	8%	8%	8%	8%	7%
Peak hydro	8%	7%	7%	7%	7%	7%
Small hydro	-25%	-25%	8%	8%	8%	7%
Biomass	-1%	-12%	-21%	-41%	-41%	-41%
Biomass CCS*	-3%	-23%	-27%	-31%	-31%	-31%
Onshore wind	1%	2%	0%	1%	1%	2%
Offshore wind*	1%	2%	2%	2%	3%	4%
Solar PV	-11%	-10%	-10%	-10%	-9%	-6%
Storage	83%	113%	91%	94%	97%	101%

* The external contract did not determine marginal capital cost estimates for these technology types. To estimate values for the sensitivity case, percentage differences between two relevant central case costs were calculated and applied to the sensitivity case. For example, the value for small OGCC was generated by multiplying OGCC from the external contract by the percentage difference in cost between OGCC and small OGCC from E3MC. The same treatment was done for biomass CCS (percentage difference from biomass) and offshore wind (percentage difference from onshore wind).

Tableau 31. Différence en pourcentage du coût marginal d'investissement (par MW) dans le scénario de sensibilité par rapport au scénario central, par type de technologie pour certaines années (moyenne canadienne, basée sur les dollars constants de 2022)

Type de technologie	2025	2030	2035	2040	2045	2050
TCPG	-9 %	-9 %	-9 %	-9 %	-9 %	-9 %
CCPG	-5 %	-5 %	-5 %	-5 %	-5 %	-5 %
Petit OGCC*	-5 %	-5 %	-5 %	-5 %	-5 %	-5 %
GN CSC	-9 %	-14 %	-21 %	-25 %	-28 %	-31 %
Nucléaire	41 %	41 %	41 %	41 %	41 %	41 %
Hydro, charge de base	8 %	8 %	8 %	8 %	8 %	7 %
Hydro, de pointe	8 %	7 %	7 %	7 %	7 %	7 %
Petites centrales hydroélectriques	-25 %	-25 %	8 %	8 %	8 %	7 %

Type de technologie	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Biomasse	-1 %	-12 %	-21 %	-41 %	-41 %	-41 %
Biomasse CSC*	-3 %	-23 %	-27 %	-31 %	-31 %	-31 %
Éolien terrestre	1 %	2 %	0 %	1 %	1 %	2 %
Éolien en mer*	1 %	2 %	2 %	2 %	3 %	4 %
Solaire PV	-11 %	-10 %	-10 %	-10 %	-9 %	-6 %
Stockage	83 %	113 %	91 %	94 %	97 %	101 %

* Le contrat externe n'a pas déterminé les estimations des coûts marginaux d'investissement pour ces types de technologie. Pour estimer les valeurs du cas de sensibilité, les différences de pourcentage entre deux coûts pertinents du cas central ont été calculées et appliquées au scénario de sensibilité. Par exemple, la valeur pour le petit OGCC a été générée en multipliant l'OGCC du contrat externe par la différence de coût en pourcentage entre l'OGCC et le petit OGCC de l'E3MC. Le même traitement a été effectué pour le CSC de la biomasse (différence de pourcentage par rapport à la biomasse) et l'éolien en mer (différence de pourcentage par rapport à l'éolien terrestre).

The marginal capital costs from the sensitivity case were applied to the same electricity system mix modelled in the central case, generating the following results: relative to the central case over the 27-year analytical period (2024 to 2050), incremental capital costs for new electricity system capacity decreases by \$929 million (1.7%), incremental refurbishment cost-savings increases by \$115 million (208%) and residual value of capital on early retirements decreases by \$98 million (7.8%).

While the sensitivity scenario generates similar total capital costs to the central scenario (i.e. \$52.7 billion versus \$53.7 billion), changes to the distribution of capital costs amongst provinces is noteworthy. Since natural gas units with CCS and biomass units are less costly in the sensitivity scenario relative to the central scenario, total incremental costs in Nova Scotia and Alberta decrease significantly. Similarly, since nuclear units and peak hydro units are more costly in the sensitivity scenario relative to the central scenario, total incremental costs in New Brunswick increase significantly. Costs to provinces under the sensitivity case are presented in Table 32 below.

Les coûts marginaux du capital issus du scénario de sensibilité ont été appliqués au même mix de réseaux électriques modélisé dans le cas central, générant les résultats suivants : par rapport au cas central sur la période d'analyse de 27 ans (2024 à 2050), les coûts marginaux du capital pour les nouvelles capacités du réseau électrique diminuent de 929 millions de dollars (1,7 %), les économies marginales sur les coûts de remise en état augmentent de 115 millions de dollars (208 %) et la valeur résiduelle du capital sur les mises hors service anticipées diminue de 98 millions de dollars (7,8 %).

Bien que le scénario de sensibilité génère des coûts d'investissement totaux similaires à ceux du scénario central (c.-à-d. 52,7 milliards de dollars contre 53,7 milliards de dollars), les changements apportés à la répartition des coûts d'investissement entre les provinces sont dignes de mention. Étant donné que les groupes au gaz naturel avec CSC et les groupes à la biomasse sont moins coûteux dans le scénario de sensibilité que dans le scénario central, les coûts différentiels totaux en Nouvelle-Écosse et en Alberta diminuent considérablement. De même, comme les groupes nucléaires et les centrales hydroélectriques de pointe sont plus coûteux dans le scénario de sensibilité par rapport au scénario central, les coûts différentiels totaux au Nouveau-Brunswick augmentent de manière significative. Les coûts pour les provinces dans le scénario de sensibilité sont présentés dans le tableau 32 ci-dessous.

Table 32. Annualized average (n=27) capital cost for new electricity system capacity by technology type and province in the sensitivity scenario (millions of dollars)

	NL	NS	NB	QC	ON	SK	AB	BC	Total
OGCT	0	37	-12	0	-2	-17	-42	0	-36
OGCC	0	0	-23	0	-4	-35	-85	0	-146
Small OGCC	0	-13	-25	0	-4	-39	-93	0	-175
NG CCS*	0	0	0	0	0	127	643	0	770
Nuclear	0	0	368	0	0	289	296	0	954
Base hydro	28	28	38	0	0	5	63	1	163
Peak hydro	0	0	0	14	481	0	0	104	599

	NL	NS	NB	QC	ON	SK	AB	BC	Total
Small hydro	23	0	0	-3	103	7	-98	11	42
Biomass	13	27	18	0	8	3	30	3	101
Biomass CCS	0	0	0	0	96	10	6	11	123
Onshore wind	19	73	0	2	-26	4	-28	5	49
Offshore wind	29	18	-0.04	0	0	0	0	0	47
Solar PV	0	2	0	-0.01	4	8	4	0.1	18
Storage	8	15	0	2	3	-2	9	3	39
Total	120	187	365	15	658	359	705	138	2,547
Percentage difference from central scenario	12%	-37%	32%	6%	4%	11%	-14%	11%	-2%

Tableau 32. Coût d'investissement moyen annualisé (n=27) pour les nouvelles capacités de production d'électricité par type de technologie et par province dans le scénario de sensibilité (en millions de dollars)

	T.-N.-L.	N.-É.	N.-B.	Qué.	Ont.	Sask	Al.	C.-B.	Total
TCPG	0	37	-12	0	-2	-17	-42	0	-36
CCPG	0	0	-23	0	-4	-35	-85	0	-146
Petit OGCC*	0	-13	-25	0	-4	-39	-93	0	-175
GN CSC	0	0	0	0	0	127	643	0	770
Nucléaire	0	0	368	0	0	289	296	0	954
Hydro, charge de base	28	28	38	0	0	5	63	1	163
Hydro, de pointe	0	0	0	14	481	0	0	104	599
Petites centrales hydroélectriques	23	0	0	-3	103	7	-98	11	42
Biomasse	13	27	18	0	8	3	30	3	101
Biomasse CSC*	0	0	0	0	96	10	6	11	123
Éolien terrestre	19	73	0	2	-26	4	-28	5	49
Éolien en mer*	29	18	-0,04	0	0	0	0	0	47
Solaire PV	0	2	0	-0,01	4	8	4	0,1	18
Stockage	8	15	0	2	3	-2	9	3	39
Total	120	187	365	15	658	359	705	138	2,547
Différence en pourcentage par rapport au scénario central	12 %	-37 %	32 %	6 %	4 %	11 %	-14 %	11 %	-2 %

Small business lens

The proposed Regulations would not impose any compliance or administrative requirements on small businesses as defined by the Treasury Board Secretariat of Canada (fewer than 100 employees or annual gross revenues below \$5 million).

One-for-one rule

The one-for-one rule applies since there is an incremental increase in administrative burden on business. The proposal would repeal two existing regulatory titles, between 2035 and 2045, and introduce a new regulation which would

Lentille des petites entreprises

Le projet de règlement n'imposerait aucune exigence administrative ou de conformité aux petites entreprises telles que définies par le Secrétariat du Conseil du Trésor du Canada (moins de 100 employés ou revenus bruts annuels inférieurs à 5 millions de dollars).

Règle du « un pour un »

La règle du « un pour un » s'applique puisqu'il y a une augmentation progressive de la charge administrative pesant sur les entreprises. La proposition abrogerait deux titres réglementaires existants, entre 2035 et 2045, et

result in a net decrease of one regulatory title. ([Policy on Limiting Regulatory Burden on Business](#)). These costs are described in the Administrative Costs subsection of the Benefits and Costs section. Relevant administrative cost inputs shown in Table 22 (i.e. those that would be incurred from 2024 to 2033) were transformed into 2012 constant dollars, then discounted to base year 2012 using a 7% discount rate. Under this methodology, the proposed Regulations would result in an annualized increase in administrative burden of \$9,963 or \$79.70 per facility. It is important to note that the calculation of burden in under the one-for-one rule does not include administrative costs associated with annual reporting that would begin in 2035 and only includes administrative costs associated with regulatory familiarization and submitting a registration report and registration assignment. The Red Tape Reduction Regulations specify the methodology required to estimate administrative burden costs which is limited to impacts incurred over the 10-year period that starts when the regulations would be registered. These costs are, however, estimated and reported as part of the CBA.

Regulatory cooperation and alignment

The proposed Regulations are a key pillar of the Emission Reductions Plan, Canada's climate plan to reach net-zero economy by 2050 (NZ2050) and would affect not only the electricity sector but other sectors as they decarbonize with clean electricity. The proposed Regulations would accelerate progress towards a net-zero electricity-generating sector, helping Canada become a net-zero GHG emissions economy by 2050. Canada has joined over 120 countries in committing to be net-zero emissions by 2050, including all other G7 nations. The proposed Regulations would not overlap with provincial or territorial regulations. As electricity is largely a domestic product and is only exported to the US, the only international alignment possible would be with the US. On March 24, 2023, President Biden and Prime Minister Trudeau issued a joint statement in which they referenced commitments by both countries to achieve net-zero electricity systems by 2035, with both countries also indicating their intention to propose regulations before this fall that will reduce greenhouse gas emissions from the North American electricity sector.³⁶

Modelling analysis to understand potential electricity trade dynamics between the US and Canada under the

introduirait un nouveau titre réglementaire, ce qui se traduirait par une diminution nette d'un titre réglementaire. ([Politique sur la limitation du fardeau réglementaire sur les entreprises](#)). Ces coûts sont décrits dans la sous-section « Coûts administratifs » de la section « Avantages et coûts ». Les coûts administratifs pertinents indiqués dans le tableau 22 (c'est-à-dire ceux qui seraient encourus de 2024 à 2033) ont été convertis en dollars constants de 2012, puis actualisés à l'année de base 2012 à l'aide d'un taux d'actualisation de 7 %. Selon cette méthodologie, le projet de règlement entraînerait une augmentation annualisée de la charge administrative de 9963 \$ ou 79,70 \$ par installation. Il est important de noter que le calcul de la charge en vertu de la règle du un pour un ne comprend pas les coûts administratifs associés à la déclaration annuelle qui commencerait en 2035 et ne comprend que les coûts administratifs associés à la familiarisation avec la réglementation et à la soumission d'un rapport d'enregistrement et d'une assignation d'enregistrement. Le règlement sur la réduction des formalités administratives précise la méthodologie requise pour estimer les coûts de la charge administrative, qui se limite aux répercussions encourues au cours de la période de 10 ans qui commence lorsque le règlement serait enregistré. Ces coûts sont toutefois estimés et rapportés dans le cadre de l'ACA.

Coopération en matière de réglementation et d'harmonisation réglementaire

Le projet de règlement est un pilier essentiel du Plan de réduction des émissions, le plan climatique du Canada visant à atteindre une économie carboneutre d'ici 2050 (NZ2050). Il aurait une incidence non seulement sur le secteur de l'électricité, mais aussi sur d'autres secteurs à mesure qu'ils se décarbonisent à l'aide d'électricité propre. Le projet de règlement accélérerait les progrès vers un secteur de production d'électricité carboneutre, aidant le Canada à devenir une économie carboneutre d'ici 2050. Le Canada s'est joint à plus de 120 pays qui se sont engagés à atteindre la carboneutralité d'ici 2050, y compris tous les autres pays du G7. Le projet de règlement ne fera pas double emploi avec les règlements provinciaux ou territoriaux. Étant donné que l'électricité est en grande partie un produit national et qu'elle n'est exportée qu'aux États-Unis, le seul alignement international possible serait celui des États-Unis. Le 24 mars 2023, le président Biden et le premier ministre Trudeau ont publié une déclaration commune dans laquelle ils ont fait référence aux engagements pris par les deux pays pour parvenir à des réseaux électriques carboneutres d'ici 2035, les deux pays indiquant également leur intention de proposer avant cet automne des règlements qui réduiront les émissions de gaz à effet de serre du secteur nord-américain de l'électricité³⁶.

L'analyse de la modélisation visant à comprendre la dynamique potentielle du commerce de l'électricité entre les

³⁶ [Prime Minister Trudeau and President Biden Joint Statement | Prime Minister of Canada \(pm.gc.ca\)](#)

³⁶ [Déclaration conjointe du premier ministre Trudeau et du président Biden | Premier ministre du Canada \(pm.gc.ca\)](#)

proposed Regulations will take place between prepublication in the *Canada Gazette*, Part I and final publication in the *Canada Gazette*, Part II.

Strategic environmental assessment

In accordance with the *Cabinet Directive on the Environmental Assessment of Policy, Plan and Program Proposals*, a Strategic Environmental Assessment (SEA) was conducted for the proposed Regulations. The SEA concluded that the proposed Regulations are expected to result in positive environmental effects. Negative environmental effects related to the proposed Regulations could include the localized land-use impacts associated with new solar and wind power projects, or considerations around the storage/disposal of spent fuel from nuclear power plants, as the proposed Regulations are expected to drive increased deployment of low carbon- sources of electricity generation. However, compared to the positive environmental effects from reducing the amount of fossil fuel-based electricity generation in Canada, the potential negative environmental effects would be limited. The proposal supports the 2022-2026 Federal Sustainable Development Strategy (FSDS) goals to “Increase Canadians’ Access to Clean Energy” “Foster Innovation and Green Infrastructure in Canada,” “Take Action on Climate Change and Its Impacts”; “Improve Access to Affordable Housing, Clean Air, Transportation, Parks and Green Spaces, as well as Cultural Heritage in Canada.” The proposed Regulations are also expected to contribute to the related Sustainable Development Goals (SDGs) of the United Nations 2030 Agenda, in particular SDG 3 - Good Health and Well-being; SDG 7 - Affordable and Clean Energy; SDG 9 - Industry, Innovation and Infrastructure; and SDG 13 - Climate Action.

Without the proposed Regulations, under the current regulatory regime, E3MC estimates that the Canadian electricity generation sector would release 44 Mt of emissions in 2030, mostly due to electricity generation from natural gas, which is expected to continue into the 2040s. The proposed Regulations are one component of Canada’s Emissions Reduction Plan. Progress under the plan will be reviewed in progress reports produced in 2023, 2025 and 2027. Additional targets and plans will be developed for 2035 through to 2050.

Gender-based analysis plus

Using a gender-based analysis plus (GBA +), the Department has identified that, relative to the general Canadian population, the proposed Regulations may have disproportionate impacts, both positive and negative, on certain demographic groups. Furthermore, the impacts of climate

États-Unis et le Canada dans le cadre du REP aura lieu entre la prépublication dans la *Gazette du Canada*, partie I, et la publication finale dans la *Gazette du Canada*, partie II.

Évaluation environnementale stratégique

Conformément à la *Directive du Cabinet sur l’évaluation environnementale des projets de politiques, de plans et de programmes*, une évaluation environnementale stratégique (EES) a été réalisée pour le projet de règlement. L’EES a conclu que le projet de règlement devrait avoir des effets positifs sur l’environnement. Les effets environnementaux négatifs liés au projet de règlement pourraient inclure les répercussions localisées sur l’utilisation des terres associées aux nouveaux projets d’énergie solaire et éolienne, ou les considérations relatives au stockage/à l’élimination du combustible usé des centrales nucléaires, étant donné que le projet de règlement devrait favoriser un déploiement accru des sources de production d’électricité à faible teneur en carbone. Toutefois, par rapport aux effets environnementaux positifs de la réduction de la production d’électricité à partir de combustibles fossiles au Canada, les effets négatifs potentiels sur l’environnement seraient limités. Le projet de règlement soutient les objectifs de la Stratégie fédérale de développement durable (SFDD) 2022-2026, à savoir : « Accroître l’accès des Canadiens à une énergie propre », « Favoriser l’innovation et les infrastructures vertes au Canada », « Prendre des mesures relatives aux changements climatiques et leurs impacts », « Améliorer l’accès à des logements abordables, à de l’air pur, aux transports, aux parcs et aux espaces verts, ainsi qu’au patrimoine culturel au Canada ». Le projet de règlement devrait également contribuer aux objectifs de développement durable (ODD) connexes du Programme 2030 des Nations unies, en particulier l’ODD 3 Bonne santé et bien-être; l’ODD 7 Énergie abordable et propre; l’ODD 9 Industrie, innovation et infrastructure; et l’ODD 13 Action pour le climat.

Sans le projet de règlement, dans le cadre du régime réglementaire actuel, le modèle E3MC estime que le secteur canadien de la production d’électricité rejeterait 44 Mt d’émissions en 2030, principalement en raison de la production d’électricité à partir de gaz naturel, qui devrait se poursuivre jusque dans les années 2040. Le projet de règlement est l’un des éléments du plan de réduction des émissions du Canada. Les progrès réalisés dans le cadre de ce plan seront examinés dans des rapports d’étape produits en 2023, 2025 et 2027. Des objectifs et des plans supplémentaires seront élaborés pour les années 2035 à 2050.

Analyse comparative entre les sexes plus

À l’aide d’une analyse comparative entre les sexes plus (ACS Plus), le ministère a déterminé que, par rapport à l’ensemble de la population canadienne, le projet de règlement peut avoir des effets disproportionnés, tant positifs que négatifs, sur certains groupes démographiques. En

change will have disproportionate impacts on these same demographics that can also be influenced by regional considerations, such as increased storms for coastal communities or more severe droughts and wildfires in more landlocked, central locations. These impacts may be experienced differently by individuals within these demographic groups and especially by those individuals who have intersecting and overlapping social identities.

The proposed Regulations would accelerate progress towards a net-zero electricity-generating sector, a key element of Canada achieving a net-zero GHG emissions economy by 2050. By virtue of their scope as a federal regulatory instrument, the proposed Regulations can help reduce Canada's greenhouse gas emissions and contribute to global climate action. As some demographic groups of Canadians are more vulnerable to the adverse effects of climate change than the broader Canadian population, it is the expectation of the Department that these vulnerable demographic groups may feel more greatly any of the positive impacts from the successful mitigation of global climate change.^{37,38} Accordingly, while the proposed Regulations would be beneficial to these demographic groups, the proposed Regulations would include measures to take into account the cost impacts on these same groups.

The proposed Regulations have been designed with several compliance flexibilities, including a mass-based emission/duration flexibility and an end-of-prescribed-life provision. These compliance flexibilities reduce the impacts of the proposed Regulations on costs, for example by lowering the residual value of capital on early retirement of assets. Provinces and Territories are responsible for approving changes to electricity rates and the actual impact of the proposed Regulations on rates would depend on provincial approaches to rate setting as well as sound investment decisions and good planning. However, higher rate impacts are more likely to occur in Alberta, Saskatchewan and Nova Scotia and to a lesser extent in New Brunswick, since their higher reliance on fossil fuel generation would require more capital turnover than in provinces that already have more non-emitting capacity, such as hydro. The Department has estimated electricity rate impacts by province (see analysis of electricity rates section), however, actual incremental impacts of the proposed Regulations on electricity rates would be influenced by provincial decisions on how to meet the regulatory standards. Furthermore, the Department expects that there would be distributional impacts among certain demographic groups and communities within fossil

outré, les effets du changement climatique auront des répercussions disproportionnées sur ces mêmes données démographiques qui peuvent également être influencées par des considérations régionales, telles que des tempêtes plus violentes pour les communautés côtières ou des sécheresses et des incendies de forêt plus graves dans les régions plus enclavées et centrales. Ces effets peuvent être ressentis différemment par les personnes appartenant à ces groupes démographiques, et en particulier par les personnes dont les identités sociales se croisent et se chevauchent.

Le projet de règlement accélérerait les progrès vers un secteur de production d'électricité carboneutre, un élément clé pour que le Canada atteigne une économie carboneutre d'ici 2050. En vertu de sa portée en tant qu'instrument réglementaire fédéral, le projet de règlement peut aider à réduire les émissions de gaz à effet de serre du Canada et contribuer à l'action climatique mondiale. Étant donné que certains groupes démographiques de Canadiens sont plus vulnérables aux effets néfastes du changement climatique que l'ensemble de la population canadienne, le ministère s'attend à ce que ces groupes démographiques vulnérables ressentent davantage les effets positifs de l'atténuation réussie du changement climatique mondial^{37,38}. Par conséquent, alors que le projet de règlement serait bénéfique pour ces groupes démographiques, ils incluraient des mesures visant à prendre en compte l'impact des coûts sur ces mêmes groupes.

Le projet de règlement a été conçu avec plusieurs flexibilités de conformité, y compris une flexibilité d'émission/durée basée sur la masse et une disposition de fin de vie réglementaire. Ces assouplissements en matière de conformité finissent par réduire les effets du projet de règlement sur les coûts, par exemple en diminuant la valeur résiduelle du capital en cas de mise hors service prématurée des actifs. Les provinces et les territoires sont responsables de l'approbation des modifications des tarifs d'électricité et les répercussions réelles du REP sur les tarifs dépendront des approches provinciales en matière de fixation des tarifs ainsi que de décisions d'investissement judicieuses et d'une bonne planification. Toutefois, les répercussions sur les tarifs ont plus de chance de se produire en Alberta, en Saskatchewan et en Nouvelle-Écosse et, dans une moindre mesure, au Nouveau-Brunswick, étant donné que leur plus grande dépendance à l'égard de la production de combustibles fossiles nécessiterait un renouvellement du capital plus important que dans les provinces qui disposent déjà d'une plus grande capacité non émettrice, telle que l'hydroélectricité. Le ministère a estimé les incidences sur les tarifs d'électricité par province (voir la section sur l'analyse des tarifs d'électricité), mais les incidences différentielles réelles

³⁷ The Intergovernmental Panel on Climate Change – [IPCC Sixth Assessment Report: Summary for Policymakers](#).

³⁸ Government of Canada – [Who is most impacted by climate change](#).

³⁷ Intergovernmental Panel on Climate Change – [IPCC Sixth Assessment Report: Summary for Policymakers](#).

³⁸ [Personnes les plus affectées par les changements climatiques – Canada.ca](#)

fuel reliant provinces, especially for those experiencing intersectionality.

Even small rate increases could disproportionately impact low-income households because they spend a greater proportion of their income on electricity and are more likely to experience energy poverty. For instance, a scoping paper commissioned by the Canadian Climate Institute found that, across all provinces, electricity expenditures were a larger burden for households with lower income, representing between two and ten percent of their income. In contrast, higher-income households spent between zero and two percent of their income on electricity.³⁹ Atlantic provinces may be particularly impacted as they typically have the highest rates of energy poverty in Canada.⁴⁰ Furthermore, low-income households may not have the ability to purchase technologies that would allow them to benefit from the electrification of end uses (e.g. heat pumps or electric vehicles). The Department is engaging with academics with expertise in the economics of electricity systems to understand the potential impacts of the proposed Regulations on electricity affordability (e.g. electricity rates), total electricity costs seen by households (with consideration for increased electrification) and changes to electricity expenditures as a share of income; however, these potential impacts are expected to be offset by lower household expenditures on fossil fuels, due to electrification of home heating and transportation.⁴¹

The Department intends to factor the findings of this work into its rationale as it continues with engagement and further development of the proposed Regulations. As demonstrated in Budget 2023, the Government of Canada is pursuing a suite of complementary measures that support an affordable and reliable transition to clean electricity and electrification. The above-mentioned electricity affordability study could help inform potential future complementary measures.

Children, youth and future generations stand to face increasingly severe impacts from climate change if it progresses in their lifetimes and therefore, they stand to benefit more than today's adult generations from

du projet de règlement sur les tarifs d'électricité seraient influencées par les décisions provinciales sur la façon de respecter les normes réglementaires. De plus, le Ministère s'attend à ce qu'il y ait des impacts distributifs parmi certains groupes démographiques et communautés dans les provinces dépendantes des combustibles fossiles, en particulier pour ceux qui font face à l'intersectionnalité.

Même de faibles augmentations de tarifs pourraient avoir des répercussions disproportionnées sur les ménages à faible revenu, car ils consacrent une plus grande part de leur revenu à l'électricité et sont plus susceptibles d'être confrontés à la pauvreté énergétique. Par exemple, un document d'orientation commandé par l'Institut canadien du climat a révélé que, dans toutes les provinces, les dépenses d'électricité représentaient une charge plus importante pour les ménages à faible revenu, soit entre deux et dix pour cent de leur revenu. En revanche, les ménages à revenus plus élevés dépensaient entre zéro et deux pour cent de leurs revenus pour l'électricité³⁹. Les provinces de l'Atlantique peuvent être particulièrement touchées, car elles présentent généralement les taux les plus élevés de pauvreté énergétique au Canada⁴⁰. En outre, les ménages à faible revenu peuvent ne pas avoir la capacité d'acheter des technologies qui leur permettraient de bénéficier de l'électrification des utilisations finales (par exemple, les thermopompes ou les véhicules électriques). Le ministère collabore avec des universitaires spécialisés dans l'économie des réseaux électriques afin de comprendre les effets potentiels du projet de règlement sur l'abordabilité de l'électricité (p. ex. les tarifs d'électricité), les coûts totaux de l'électricité supportés par les ménages (en tenant compte d'une électrification accrue) et les changements dans les dépenses d'électricité en tant que part du revenu. Cependant, ces impacts potentiels devraient être compensés par la diminution des dépenses des ménages en combustibles fossiles, en raison de l'électrification du chauffage domestique et des transports⁴¹.

Le ministère a l'intention de prendre en compte les résultats de ce travail dans son raisonnement lorsqu'il poursuivra l'engagement et l'élaboration du projet de règlement. Comme le montre le budget 2023, le gouvernement du Canada poursuit une série de mesures complémentaires qui soutiennent une transition abordable et fiable vers l'électricité propre et l'électrification. L'étude susmentionnée sur l'accessibilité financière de l'électricité pourrait contribuer à l'élaboration de futures mesures complémentaires potentielles.

Les enfants, les jeunes et les générations futures risquent d'être confrontés à des répercussions de plus en plus graves du changement climatique si celui-ci progresse au cours de leur vie et, par conséquent, ils devraient bénéficier

³⁹ Canadian Climate Institute - [The Big Switch](#).

⁴⁰ Canadian Urban Sustainability Practitioners - [Energy Poverty In Canada](#).

⁴¹ Source: Canadian Climate Institute - [Electricity affordability and equity in Canada's energy transition](#).

³⁹ Canadian Climate Institute - [Volte face](#).

⁴⁰ Canadian Urban Sustainability Practitioners - [Energy Poverty In Canada](#).

⁴¹ Source: L'Institut Climatique du Canada - [L'électricité et l'équité dans la transition énergétique du Canada](#).

emissions reductions over the long-term. The proposed Regulations support intergenerational benefits by accelerating the build-out of clean electricity infrastructure, creating the foundation of the clean electricity grids of the future, which will be a key component of delivering long-term climate benefits to future generations through the emission reduction potential of electrification. While the proposed Regulations and the clean energy transition will have cost impacts on current generations, in general, future generations will benefit from those investments having been made. Moreover, increased access to clean energy can have long-term socioeconomic benefits for future generations by attracting industry and businesses that are increasingly seeking to use clean electricity and reduce operational emissions.

The current composition of the electricity sector labour market in Canada is represented more by certain groups. For example, in 2019, men held 67% of jobs in the electric power generation, transmission and distribution sector⁴² and accounted for 63% of the workforce in the environmental and clean technology products sector.⁴³ The economic opportunities presented by a clean energy transition could result in a similar labour market composition. However, Canada is more likely to see a shortage of skilled workers than sustainable jobs⁴⁴ in the clean energy sector and there is an opportunity going forward for the inclusion of those that are currently underrepresented in the electric power generation, transmission and distribution industry, such as women (33%), Indigenous Peoples (3%) and visible minorities (12%).⁴⁵ Persons with disabilities⁴⁶ and LGBTQ2+ individuals⁴⁷ are also likely underrepresented in the electricity sector, but there is little public disaggregated data to quantify their representation. The federal government's interim [Sustainable Jobs Plan](#), launched in February 2023, is a mechanism through which these impacts can be mitigated. An integral part of the Sustainable Jobs Plan is ensuring that the unique circumstances of marginalized and underrepresented groups are addressed to ensure their full and equal participation in the economy.

davantage que les générations adultes d'aujourd'hui des réductions d'émissions à long terme. Le projet de règlement soutient les avantages intergénérationnels en accélérant la mise en place d'une infrastructure d'électricité propre, en créant les fondations des réseaux électriques propres de l'avenir, qui seront un élément clé pour fournir des avantages climatiques à long terme aux générations futures grâce au potentiel de réduction des émissions de l'électrification. Bien que le projet de règlement et la transition vers l'énergie propre entraînent des répercussions financières sur les générations actuelles, les générations futures bénéficieront en général de ces investissements. En outre, un accès accru à l'énergie propre peut avoir des avantages socio-économiques à long terme pour les générations futures en attirant l'industrie et les entreprises qui cherchent de plus en plus à utiliser de l'électricité propre et à réduire les émissions opérationnelles.

La composition actuelle du marché du travail du secteur de l'électricité au Canada est davantage représentée par certains groupes. Par exemple, en 2019, les hommes occupaient 67 % des emplois dans le secteur de la production⁴², du transport et de la distribution d'électricité et représentaient 63 % de la main-d'œuvre dans le secteur des produits environnementaux et des technologies propres⁴³. Les possibilités économiques offertes par la transition vers les énergies propres pourraient se traduire par une composition similaire du marché du travail. Toutefois, le Canada est plus susceptible de connaître une pénurie de travailleurs qualifiés que d'emplois durables dans le secteur de l'énergie propre⁴⁴ et il existe une opportunité d'inclure ceux qui sont actuellement sous-représentés dans l'industrie de la production, du transport et de la distribution d'électricité, tels que les femmes (33 %), les peuples autochtones (3 %) et les minorités visibles (12 %)⁴⁵. Les personnes handicapées⁴⁶ et les personnes LGBTQ2+⁴⁷ sont également probablement sous-représentées dans le secteur de l'électricité, mais il existe peu de données publiques ventilées permettant de quantifier leur représentation. Le [Plan \(provisoire\) pour des emplois durables](#), lancé en février 2023, est un mécanisme qui permet d'atténuer ces répercussions. Une partie intégrante du Plan pour des emplois durables consiste à s'assurer que les circonstances particulières des groupes marginalisés et sous-représentés sont prises en compte afin de garantir leur participation pleine et égale à l'économie.

⁴² Canadian Centre for Energy Information - [Energy and employment](#).

⁴³ Statistics Canada - [Gender characteristics of the environmental and clean technology products sector labour force, 2012 to 2019](#).

⁴⁴ Government of Canada - [Sustainable Jobs Plan](#).

⁴⁵ Canadian Centre for Energy Information - [Energy and employment](#).

⁴⁶ Statistics Canada - [A demographic, employment and income profile of Canadians with disabilities aged 15 years and over, 2017](#).

⁴⁷ Statistics Canada - [Labour and economic characteristics of lesbian, gay and bisexual people in Canada](#).

⁴² Centre canadien d'information sur l'énergie - [Énergie et emploi](#).

⁴³ Statistique Canada - [Caractéristiques relatives au genre de la population active du secteur des produits environnementaux et de technologies propres, 2012 à 2019 \(statcan.gc.ca\)](#)

⁴⁴ Gouvernement du Canada - [Plan pour des emplois durables](#).

⁴⁵ Centre canadien d'information sur l'énergie - [Énergie et emploi](#).

⁴⁶ Statistique Canada - [Un profil de la démographie, de l'emploi et du revenu des Canadiens ayant une incapacité âgés de 15 ans et plus, 2017](#).

⁴⁷ Statistique Canada - [Caractéristiques du travail et caractéristiques économiques des personnes lesbiennes, gaies et bisexuelles au Canada](#).

As the proposed Regulations accelerate the clean electricity transition, Canada will see an increase in low- and non-emitting forms of electricity generation (like renewables) and a decrease in emitting forms of electricity generation (like unabated natural gas generation). As this transition occurs, some workers that work with fossil fuel-based electricity generation may need to transition into new jobs. For some workers, this may require learning new skills, adapting career paths and trajectories, or relocating to places where new clean electricity jobs exist. This transition would predominantly impact men as the fossil fuel-based energy sector is male dominated.⁴⁸ Older workers may also face unique challenges transitioning to new employment, such as health issues, lack of workplace accommodations and ageism.⁴⁹ In 2019, 21% of electric power generation, transmission and distribution sector workers were aged 55 and older and 46% were aged 45 and older.⁵⁰

There will be an ongoing role for some fossil fuel-based generation that will still require workers knowledgeable with these systems. In addition, those with experience in fossil fuel-fired electricity generation may possess some transferable skills and knowledge required to work with low-emitting and non-emitting forms of electricity generation. Students, younger workers and future generations may be better positioned to adapt their educational paths and careers to take advantage of a growing clean energy sector. While some workers will not be able to transition from jobs based in fossil-fuel generation, their number is anticipated to be low as the time provided between publication of the proposed Regulations and when the performance standard comes into effect in 2035, as well as the gradual retirement of existing fossil fuel-based generation, can allow time for the sector's labour force to gain new skills and take advantage of employment opportunities afforded by the clean energy transition.

Indigenous representatives have highlighted that energy affordability and continued access to reliable energy are concerns for Indigenous and remote communities. With this in mind, the proposed Regulations' compliance flexibilities have been designed to effectively exempt most

Le projet de règlement accélérant la transition vers l'électricité propre, le Canada assistera à une augmentation des formes de production d'électricité peu ou non émettrices (comme les énergies renouvelables) et à une réduction des formes de production d'électricité émettrices (comme la production d'électricité au gaz naturel sans dispositif de réduction des émissions). Au cours de cette transition, certains travailleurs qui travaillent dans le secteur de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles devront peut-être changer d'emploi. Pour certains d'entre eux, cela peut nécessiter d'acquérir de nouvelles compétences, d'adapter leur parcours professionnel et leur trajectoire, ou de déménager vers des lieux où existent de nouveaux emplois dans le domaine de l'électricité propre. Cette transition touchera principalement les hommes, car le secteur de l'énergie basée sur les combustibles fossiles est dominé par les hommes⁴⁸. Les travailleurs plus âgés peuvent également être confrontés à des défis particuliers lors de la transition vers un nouvel emploi, tels que des problèmes de santé, l'absence d'aménagements sur le lieu de travail et l'âgeisme⁴⁹. En 2019, 21 % des travailleurs du secteur de la production, du transport et de la distribution d'électricité étaient âgés de 55 ans et plus et 46 % étaient âgés de 45 ans et plus⁵⁰.

La production d'électricité à partir de combustibles fossiles continuera à jouer un rôle et nécessitera des travailleurs connaissant bien ces réseaux. En outre, ceux qui ont de l'expérience dans la production d'électricité à partir de combustibles fossiles peuvent posséder certaines compétences et connaissances transférables nécessaires pour travailler avec des formes de production d'électricité peu et non émettrices. Les étudiants, les jeunes travailleurs et les générations futures pourraient être mieux placés pour adapter leur parcours éducatif et leur carrière afin de tirer parti d'un secteur de l'énergie propre en pleine croissance. Même si certains travailleurs ne seront pas en mesure de faire la transition à partir d'emplois basés sur la production de combustibles fossiles, leur nombre devrait être faible, car le temps prévu entre la publication du projet de règlement et l'entrée en vigueur de la norme de rendement en 2035, ainsi que la mise à la retraite progressive de la production existante basée sur les combustibles fossiles, peuvent laisser le temps à la main-d'œuvre du secteur d'acquérir de nouvelles compétences et de profiter des opportunités d'emploi offertes par la transition vers l'énergie propre.

Les représentants autochtones ont souligné que l'abordabilité de l'énergie et l'accès continu à une énergie fiable sont des préoccupations pour les communautés autochtones et éloignées. Dans cette optique, les flexibilités de conformité du projet de règlement ont été conçues pour

⁴⁸ Canadian Centre for Energy Information - [Energy and employment](#).

⁴⁹ Employment and Social Development Canada - [Promoting the labour force participation of older Canadians - Canada.ca](#)

⁵⁰ Canadian Centre for Energy Information - [Energy and employment](#).

⁴⁸ Centre canadien d'information sur l'énergie - [Énergie et emploi](#).

⁴⁹ Emploi et Développement social Canada - [Promouvoir la participation des canadiens âgés au marché du travail - Canada.ca](#)

⁵⁰ Centre canadien d'information sur l'énergie - [Énergie et emploi](#).

Indigenous communities and northern, rural and remote communities not connected to a NERC-regulated electricity system, as they often lack affordable options to use non-emitting electricity generation.⁵¹ At the same time, Indigenous representatives have expressed a desire for greater inclusion of Indigenous Peoples' in the clean energy transition in order to catalyze a transition away from diesel generation and promote local economic opportunities. As the number of Indigenous communities helping to provide clean electricity options in Canada continues to grow, the Government recognizes the substantial contribution that Indigenous communities can play in achieving a net-zero electricity system. The Government also recognizes the important role that the clean electricity transition can play in economic reconciliation. The Government of Canada will continue to engage with Indigenous partners and interested parties to build awareness of clean energy programs and funding opportunities for communities not connected to a NERC-regulated electricity system (i.e. off-grid communities). These efforts will support the Government's broader commitments to reconciliation and renewed relationships with Indigenous Peoples to achieve the goals enshrined in the United Nations Declaration on the Rights of Indigenous Peoples.⁵²

Rationale

The proposed Regulations would contribute significantly to Canada's commitment to achieve net-zero emissions economy-wide by 2050. Achieving net-zero emissions on an economy-wide scale will require broad electrification of sectors and end uses that currently rely on fossil fuels, such as transportation, space and water heating and industrial activity. There is general agreement that the level of electrification needed to achieve the 2050 goal would require at least a doubling of Canada's electricity supply by 2050. In the baseline scenario, in which the proposed Regulations do not occur, provinces and territories are going to make significant investments in electricity generation and transmission over the next quarter century to meet this growing electricity demand. In this context, the Department estimates that investments of

exempter efficacement la plupart des communautés autochtones et des communautés nordiques, rurales et éloignées qui ne sont pas connectées à un réseau électrique réglementé par la NERC, car elles n'ont souvent pas d'options abordables pour utiliser une production d'électricité non émettrice⁵¹. Dans le même temps, les représentants autochtones ont exprimé le souhait d'une plus grande inclusion des peuples autochtones dans la transition vers l'énergie propre afin de catalyser une transition vers l'abandon de la production d'électricité à partir du diesel et de promouvoir les opportunités économiques locales. Alors que le nombre de communautés autochtones aidant à fournir des options d'électricité propre au Canada continue d'augmenter, le gouvernement reconnaît la contribution substantielle que les communautés autochtones peuvent jouer dans la réalisation d'un réseau d'électricité carboneutre. Le gouvernement reconnaît également le rôle important que la transition vers l'électricité propre peut jouer dans la réconciliation économique. Le gouvernement du Canada continuera à s'engager auprès des partenaires autochtones et des parties intéressées pour faire connaître les programmes d'énergie propre et les possibilités de financement pour les communautés qui ne sont pas connectées à un réseau électrique réglementé par la NERC (c'est-à-dire les « communautés hors réseau »). Ces efforts soutiendront les engagements plus larges du gouvernement en faveur de la réconciliation et de relations renouvelées avec les peuples autochtones afin d'atteindre les objectifs inscrits dans la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones⁵².

Raison d'être

Le projet de règlement contribuerait de manière significative à l'engagement du Canada d'atteindre la carboneutralité à l'échelle de l'économie d'ici 2050. L'atteinte de la carboneutralité à l'échelle de l'économie nécessitera une électrification à grande échelle des secteurs et des utilisations finales qui dépendent actuellement des combustibles fossiles, comme le transport, le chauffage des locaux et de l'eau et l'activité industrielle. Il est généralement admis que le niveau d'électrification nécessaire pour atteindre l'objectif de 2050 exigerait au moins un doublement de l'approvisionnement en électricité du Canada d'ici à 2050. Dans le scénario de référence, dans lequel le projet de règlement ne se produit pas, les provinces et les territoires vont faire des investissements importants dans la production et la transmission d'électricité au cours des

⁵¹ Canada Energy Regulator – [Clean Energy Projects in Remote Indigenous and Northern Communities](#).

⁵² Government of Canada – [Who is most impacted by climate change](#).

⁵¹ La Régie de l'énergie du Canada – [Aperçu du marché : Projets d'énergie propre dans les communautés isolées autochtones et du Nord](#)

⁵² Gouvernement du Canada – [Personnes les plus affectées par les changements climatiques](#).

more than \$400 billion⁵³ are needed as part of routine replacements of aging facilities and to expand generation to respond to increased demands coming from population and economic growth, the switch to electric vehicles, the adoption of electric building heating and the electrification of industrial processes such as steel and aluminum production.

Without further regulatory action, Canada is expected to experience an increase in emissions from the electricity sector.⁵⁴ Regulatory action has been determined to be the best approach to send unequivocal signals to transition the economy from fossil fuels to non-emitting sources.

Regulatory action will require commensurate investment. While these investments are expected to lead to increased electricity rates, research suggests that they will support a shift in energy use that will actually reduce overall household energy expenditures. The Climate Change Institute's *Clean Electricity, Affordable Energy* (June 2023) concludes that the average household spending on energy will decrease 12% by 2050 as people switch from fossil fuels to more efficient technologies like electric vehicles and heat pumps.

Even though household energy spending is expected to decrease, the Government of Canada also recognizes that electricity must remain affordable. While the incremental cost to ensure that expanded generation occurs in a way that leads toward a net-zero grid is expected to add only a small percentage to the overall cost of electricity, the Government of Canada has committed more than \$50B to help decarbonize the sector. This funding could cover more than half of the incremental costs needed to ensure that this transformation leads to a net-zero grid and it provides an opportunity to provinces to greatly reduce the impact on rates, especially in Atlantic Canada and the Prairies.

⁵³ Developed through the NextGrid model, this figure represents the estimated cumulative cost of generation during the 27-year analytic period and includes the costs of operating existing and new generation as well as the capital cost of new generation built to meet increasing demand and to replace existing generation that retires due to end of mechanical life or because of the provisions in the already in force *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations* and the *Regulations Limiting Carbon Dioxide Emissions from Natural Gas-fired Generation of Electricity*. The figure has been found to align with the comparative estimate made by the Departmental model E3MC. For clarity, the figure does not include the costs estimated for compliance with the proposed Regulations, i.e. this captures the baseline scenario costs.

⁵⁴ sources: IEA, Trottier

prochains 25 ans pour répondre à cette demande croissante d'électricité. Dans ce contexte, le ministère estime que des investissements de plus de 400 milliards⁵³ de dollars sont nécessaires dans le cadre du remplacement de routine des installations vieillissantes et de l'expansion de la production pour répondre à l'augmentation de la demande découlant de la croissance démographique et économique, du passage aux véhicules électriques, de l'adoption du chauffage électrique pour les bâtiments et de l'électrification des processus industriels tels que la production d'acier et d'aluminium.

Si aucune mesure réglementaire n'est prise, le Canada devrait connaître une augmentation des émissions provenant du secteur de l'électricité⁵⁴. L'action réglementaire a été considérée comme la meilleure approche pour envoyer des signaux sans équivoque en faveur d'une transition de l'économie des combustibles fossiles vers des sources non émettrices.

Les mesures réglementaires nécessiteront des investissements proportionnels. Alors que ces investissements devraient entraîner une augmentation des tarifs d'électricité, la recherche suggère qu'ils soutiendront un changement dans l'utilisation de l'énergie qui réduira en fait les dépenses globales des ménages en matière d'énergie. Le rapport *Clean Electricity, Affordable Energy* (juin 2023) du Climate Change Institute conclut que les dépenses énergétiques moyennes des ménages diminueront de 12 % d'ici à 2050, à mesure que les gens abandonneront les combustibles fossiles au profit de technologies plus efficaces telles que les véhicules électriques et les pompes à chaleur.

Même si les dépenses énergétiques des ménages devraient diminuer, le gouvernement du Canada reconnaît également que l'électricité doit rester abordable. Alors que le coût supplémentaire pour s'assurer que l'augmentation de la production se fasse de manière à aboutir à un réseau carboneutre ne devrait ajouter qu'un faible pourcentage au coût global d'électricité, le gouvernement du Canada a engagé plus de 50 milliards de dollars pour aider à décarboniser le secteur. Ce financement pourrait couvrir plus de la moitié des coûts supplémentaires nécessaires pour garantir que cette transformation conduise à un réseau carboneutre, et il offre aux provinces la possibilité de

⁵³ Développé par le modèle NextGrid, ce chiffre représente le coût cumulatif estimé de la production au cours de la période d'analyse de 27 ans et comprend les coûts d'exploitation de production existante et nouvelle ainsi que le coût en capital de la nouvelle production construite pour répondre à la demande croissante et pour remplacer la production existante qui finit par être mise hors service en raison de la fin de sa vie opérationnelle ou des dispositions du Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité au charbon et du Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité à partir de gaz naturel, déjà en vigueur. Le chiffre a été jugé conforme à l'estimation comparative faite par le modèle ministériel E3MC. Pour plus de clarté, le chiffre n'inclut pas les coûts estimés pour la conformité avec le projet de règlement, c'est-à-dire qu'il capture les coûts du scénario de référence.

⁵⁴ Sources : IEA, Trottier

Together with the suite of complementary federal measures, the proposed Regulations would accelerate Canada on the path to a net-zero electricity sector. While the provinces and territories are responsible for planning and operating their electricity systems, the federal government has jurisdiction to regulate GHG emissions under CEPA. Relative to the baseline scenario, the proposed Regulations would increase non-emitting and abated emitting generating sources and would significantly reduce unabated emitting generation by 2035, nearly completely by 2050.

While existing and planned carbon pricing systems implemented by provincial, territorial and federal governments could reduce emissions from fossil fuel-fired electricity generation, modelling results show that the proposed Regulations are a required driver which would ensure that the sector's GHG emissions do not unduly increase under a scenario with a high growth in demand for electricity.

The Government of Canada's approach to addressing climate change is based on the principle of maximizing environmental performance improvements while minimizing adverse economic impacts. The proposed Regulations provide the electricity sector with adequate timelines to adjust their capital investments plans to meet the proposed CO₂ emissions standards by 2035.

A societal cost-benefit analysis was conducted for the proposed Regulations, which indicated that they would result in a net reduction of approximately 342 Mt CO₂e of GHG emissions between 2024 and 2050 under a central scenario in which electricity demand increases by 40%. The incremental benefit of achieving these reductions is estimated to be \$102.5 billion while the incremental cost is estimated to be \$73.6 billion over the same period. This results in a net benefit to society of approximately \$28.9 billion.⁵⁵

If provinces and utilities in Canada were to make a broad commitment to a net-zero electricity grid and take full advantage of federal funding support, the clean electrification agenda is expected to be achieved with minimal additional cost to ratepayers while helping reduce overall household and business energy costs.

réduire considérablement l'impact sur les tarifs, en particulier dans le Canada atlantique et les Prairies.

Avec l'ensemble des mesures fédérales complémentaires, le projet de règlement accélérerait l'évolution du Canada vers un secteur de l'électricité carboneutre. Bien que les provinces et les territoires soient responsables de la planification et de l'exploitation de leurs réseaux électriques, le gouvernement fédéral a compétence pour réglementer les émissions de GES en vertu de la LCPE. Par rapport au scénario de référence, le projet de règlement augmenterait les sources de production non émettrices et les sources émettrices avec dispositif de réduction des émissions et réduirait considérablement la production d'émissions sans dispositif de réduction des émissions d'ici 2035, et presque complètement d'ici 2050.

Alors que les systèmes existants et prévus de tarification du carbone mis en œuvre par les gouvernements provinciaux, territoriaux et fédéral pourraient réduire les émissions provenant de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles, les résultats de la modélisation montrent que le projet de règlement est un moteur nécessaire qui garantirait que les émissions de GES du secteur n'augmentent pas indûment dans le cadre d'un scénario prévoyant une forte augmentation de la demande d'électricité.

L'approche du gouvernement du Canada en matière de lutte contre les changements climatiques est fondée sur le principe de la maximisation des améliorations de la performance environnementale tout en minimisant les répercussions économiques négatives. Le projet de règlement accorde au secteur de l'électricité des délais suffisants pour ajuster ses plans d'investissement afin de respecter les normes d'émissions de CO₂ proposées d'ici 2035.

Une analyse coûts-avantages sociétale a été réalisée pour le projet de règlement, qui a indiqué qu'il entraînerait une réduction nette d'environ 342 Mt CO₂e d'émissions de GES entre 2024 et 2050 dans le cadre d'un scénario central dans lequel la demande d'électricité augmente de 40 %. L'avantage supplémentaire lié à la réalisation de ces réductions est estimé à 102,5 milliards de dollars, tandis que le coût supplémentaire est estimé à 73,6 milliards de dollars au cours de la même période. Il en résulte un bénéfice net pour la société d'environ 28,9 milliards de dollars⁵⁵.

Si les provinces et les services publics du Canada s'engageaient largement en faveur d'un réseau électrique carboneutre et profitaient pleinement du soutien financier du gouvernement fédéral, le programme d'électrification propre devrait être réalisé avec un coût supplémentaire minime pour les contribuables, tout en contribuant à réduire les coûts globaux de l'énergie pour les ménages et les entreprises.

⁵⁵ Values in 2022 Can\$, discounted at 2%.

⁵⁵ En \$ CA de 2022, à un taux d'actualisation de 2 %.

Key aspects of the proposed Regulations are presented in Annex 1 of this document, along with the rationale for those aspects

Implementation, compliance and enforcement, and service standards

Implementation

Once the proposed Regulations are published in the *Canada Gazette*, Part II, departmental staff would lead the development and delivery of compliance promotion activities, as required. This may include posting information on the Web, sending email/letters to regulatees informing them of publication, responding to information or clarification requests, sending reminder letters (as appropriate). The proposed Regulations would come into force on the date in which they are published in the *Canada Gazette*, Part II, while the performance standard comes into force starting on January 1, 2035.

In general, sectors affected by the proposed Regulations would be familiar with the proposed regulatory requirements due to extensive engagement efforts by the Department in 2022, including multiple webinars (attended by over 400 people, including representatives of industry associations and industry sectors) and documents circulated by the Department that explain the development of the proposed Regulations, meetings between departmental officials and industry and other representatives to inform the evolution of the proposed Regulations, request by the Department for written comments on the proposed regulatory frame and analysis of these comments by departmental staff. Similar engagement activities are planned for 2023.

The Department anticipates publishing the *Clean Electricity Regulations* in the *Canada Gazette*, Part II, in 2024. The proposed coming-into-force date would be January 1, 2025. Units that have a commissioning date before January 1, 2025, and meet the applicability criteria will need to register with the Department of the Environment by the end of the 2025 and units commissioned on or after January 1, 2025, will need to register within 60 days of commissioning. Following publication, non-coal units commissioned before January 1, 2025, will need to achieve a 30 t/GWh performance standard starting either January 1, 2035, or January 1 of the year following the unit's end of prescribed life (20 years after commissioning), whichever is later. Coal units will need to achieve this performance standard starting on January 1, 2035, regardless of their commissioning date. All units that are commissioned on or after January 1, 2025, regardless of the fuel combusted, will need to achieve the 30 t/GWh performance standard starting on January 1, 2035.

Les principaux aspects du projet de règlement sont présentés à l'annexe 1 du présent document, ainsi que la justification de ces aspects.

Mise en œuvre, conformité et application, et normes de service

Mise en œuvre

Une fois le projet de règlement publié dans la Partie II de la *Gazette du Canada*, le personnel du ministère dirigera l'élaboration et la mise en œuvre des activités de promotion de la conformité, selon les besoins. Il peut s'agir de publier des informations sur le Web, d'envoyer des courriels/lettres aux entités réglementées pour les informer de la publication, de répondre aux demandes d'information ou de clarification, d'envoyer des lettres de rappel (le cas échéant). Le projet de règlement entrera en vigueur à la date de sa publication dans la Partie II de la *Gazette du Canada*, tandis que la norme de rendement entrera en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2035.

En général, les secteurs touchés par le projet de règlement connaîtront les exigences réglementaires proposées en raison des efforts considérables de mobilisation déployés par le ministère en 2022, notamment de multiples webinaires (auxquels ont participé plus de 400 personnes, y compris des représentants d'associations industrielles et de secteurs industriels) et des documents diffusés par le ministère qui expliquent l'élaboration du projet de règlement, des réunions entre des fonctionnaires du ministère et des représentants de l'industrie et d'autres secteurs afin d'informer de l'évolution du projet de règlement, la demande par le ministère de commentaires écrits sur le cadre réglementaire proposé et l'analyse de ces commentaires par le personnel du ministère. Des activités d'engagement similaires sont prévues pour 2023.

Le ministère prévoit de publier le *Règlement sur l'électricité propre* dans la Partie II de la *Gazette du Canada* en 2024. La date d'entrée en vigueur proposée serait le 1^{er} janvier 2025. Les groupes dont la date de mise en service est antérieure au 1^{er} janvier 2025 et qui répondent aux critères d'applicabilité devront s'enregistrer auprès du ministère de l'Environnement d'ici la fin de l'année 2025 et les groupes mis en service le 1^{er} janvier 2025 ou après devront s'enregistrer dans les 60 jours suivant la mise en service. Après la publication, les groupes non au charbon mis en service avant le 1^{er} janvier 2025 devront atteindre une norme de rendement de 30 t/GWh à partir du 1^{er} janvier 2035 ou du 1^{er} janvier de l'année suivant la fin de la durée de vie réglementaire du groupe (20 ans après la mise en service), la date la plus tardive étant retenue. Les groupes au charbon devront atteindre cette norme de rendement à partir du 1^{er} janvier 2035, quelle que soit leur date de mise en service. Tous les groupes mis en service à partir du 1^{er} janvier 2025, quel que soit le combustible utilisé, devront respecter la norme de rendement de 30 t/GWh à partir du 1^{er} janvier 2035.

Compliance and enforcement

As the proposed Regulations are made under CEPA, Enforcement Officers would, when verifying compliance with the proposed Regulations, apply the [Compliance and Enforcement Policy for CEPA](#). This Policy sets out the range of possible responses to alleged violations, including warnings, directions, environmental protection compliance orders, tickets, ministerial orders, injunctions, criminal prosecution and environmental protection alternative measures (which are an alternative to a court prosecution after the laying of charges for a CEPA violation). In addition, the Policy explains when the Government of Canada will resort to civil suits by the Crown for cost recovery.

Contacts

Karishma Boroowa
Director
Electricity and Combustion Division
Energy and Transportation Directorate
Environment and Climate Change Canada
Email: ECD-DEC@ec.gc.ca

Maria Klimas
Acting Director
Regulatory Analysis and Valuation Division
Economic Analysis Directorate
Environment and Climate Change Canada
Email: RAVD.DARV@ec.gc.ca

Annex 1 Summary of the proposed Regulations

Application	Rationale
The proposed Regulations would apply to electricity generating units that meet the three following criteria:	
Use any amount of fossil fuels to generate electricity	The need to address climate change requires the limitations of anthropogenic release of CO ₂ , the proposed Regulations would need to cover all potential sources of electricity generation emissions equally.

Conformité et application

Étant donné que le projet de règlement est pris en vertu de la LCPE, les agents chargés de l'application de la loi appliqueront, lorsqu'ils vérifieront la conformité au projet de règlement, la [politique d'observation et d'application de la LCPE](#). Cette politique définit l'éventail des réponses possibles aux infractions présumées, y compris les avertissements, les directives, les ordres de conformité en matière de protection de l'environnement, les contraventions, les arrêtés ministériels, les injonctions, les poursuites pénales et les mesures de rechange en matière de protection de l'environnement (qui sont une alternative aux poursuites judiciaires après le dépôt d'une plainte pour une infraction à la LCPE). En outre, la politique explique quand le gouvernement du Canada aura recours à des poursuites civiles de la part de la Couronne pour le recouvrement des coûts.

Personnes-ressources

Karishma Boroowa
Directrice
Division de l'électricité et de la combustion
Direction de l'énergie et des transports
Environnement et changement climatique Canada
Courriel : ECD-DEC@ec.gc.ca

Maria Klimas
Directrice par intérim
Division de l'analyse réglementaire et de l'évaluation
Direction de l'analyse économique
Environnement et changement climatique Canada
Courriel : RAVD.DARV@ec.gc.ca

Annexe 1 Résumé du projet de règlement

Application	Raison d'être
Le projet de règlement s'applique aux groupes de production d'électricité qui répondent aux trois critères suivants :	
1. Utiliser n'importe quelle quantité de combustibles fossiles pour produire de l'électricité	La nécessité de lutter contre le changement climatique exige de limiter les émissions anthropiques de CO ₂ , et le projet de règlement devrait couvrir de la même manière toutes les sources potentielles d'émissions liées à la production d'électricité.

<p>1. Has a capacity of 25 MW or greater</p>	<p>Avoids costs associated with units that are not expected to be a major source of GHG emissions in Canada, while providing flexibility for operators in locations where there may not be sufficient electricity system infrastructure. This is reflected in that units less than 25 MW currently account for approximately 2 percent of Canada's electricity sector emissions.</p> <p>In addition, since efficiency decreases with MW sizing, units less than 25 MW are too inefficient to be a viable option for broad deployment of baseload power.</p>
<p>2. Are connected to an electricity system that is subject to NERC standards</p>	<p>Avoids costs associated with units that:</p> <p>Generate mainly or solely for their own use, as these units are most often incorporated into larger industrial complexes that would be more appropriately regulated through instruments tailored to their industrial sector; and</p> <p>Are in remote or Northern locations, as these units are not expected to be a major source of GHG emissions in Canada and Northern locations do not have many options for low/non-emitting reliable electricity supplied at cost competitive locations.</p>
<p>Registration</p>	<p>Rationale</p>
<p>The proposed Regulations will require all units that meet the applicability criteria to register by the end of 2025 or, for units commissioned after January 1, 2025, within 60 days of commissioning.</p>	<p>The proposed Regulations require all units that may need to comply with the performance standard to register to demonstrate their awareness of their obligations and to provide the Department with the information necessary to conduct compliance promotion and enforcement activities prior to the performance standards applying.</p>

<p>2. a une capacité égale ou supérieure à 25 MW</p>	<p>Évite les coûts associés aux groupes qui ne devraient pas être une source majeure d'émissions de GES au Canada, tout en offrant une certaine souplesse aux exploitants dans les endroits où l'infrastructure du réseau électrique n'est pas suffisante. En effet, les groupes de moins de 25 MW représentent actuellement environ 2 % des émissions du secteur de l'électricité au Canada.</p> <p>En outre, comme l'efficacité diminue avec la taille des MW, les groupes de moins de 25 MW sont trop inefficaces pour constituer une option viable en vue d'un déploiement à grande échelle de l'énergie de base.</p>
<p>3. sont connectés à un réseau électrique soumis aux normes de la NERC</p>	<p>Évite les coûts associés aux groupes qui :</p> <p>produisent principalement ou uniquement pour leur propre usage, car ces groupes sont le plus souvent intégrés à de grands complexes industriels qui seraient mieux réglementés par des instruments adaptés à leur secteur industriel;</p> <p>sont situés dans des régions éloignées ou nordiques, car ces groupes ne devraient pas être une source majeure d'émissions de GES au Canada et les régions nordiques n'ont pas beaucoup d'options pour obtenir de l'électricité fiable à faible taux d'émissions ou sans émissions, fournie à des prix compétitifs.</p>
<p>Inscription</p>	<p>Raison d'être</p>
<p>Le projet de règlement exigera que tous les groupes qui répondent aux critères d'applicabilité s'enregistrent d'ici la fin de l'année 2025 ou, pour les groupes mis en service après le 1^{er} janvier 2025, dans les 60 jours suivant la mise en service.</p>	<p>Le projet de règlement exige que tous les groupes susceptibles de devoir se conformer à la norme de rendement s'enregistrent afin de démontrer qu'ils sont conscients de leurs obligations et de fournir au ministère les informations nécessaires pour mener des activités de promotion de la conformité et d'application avant que les normes de rendement ne s'appliquent.</p>

Emission performance standards	Rationale
<p>A unit means an assembly comprised of any equipment that is physically connected and that operates together to generate electricity and</p> <p>(a) must include at least a boiler or combustion engine; and</p> <p>(b) may include duct burners and other combustion devices, heat recovery systems, steam turbines, generators and emission control devices including CCS systems capturing emissions from the generation of electricity.</p>	<p>To maximize the emissions reductions achievable, the proposed Regulations would address power generation at the lowest level of production, which for the power sector is defined as 'a unit'.</p> <p>This approach aligns with that in the <i>Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations</i> and the <i>Regulations Limiting Carbon Dioxide from Natural Gas-fired Generation of Electricity</i>.</p>
<p>Units, other than those combusting coal, commissioned before January 1, 2025: Starting the latter of January 1, 2035, or 20 years after its commissioning, the proposed performance standard (30 t/GWh) would apply.</p>	<p>A phased in approach would allow existing units time to develop a compliance strategy and build/gain access to the needed infrastructure. By providing this flexibility, the reliability of the electricity system will be more easily maintained at current levels.</p> <p>This value aligns with the emissions intensity of natural gas generation with carbon capture and storage (CCS) achieving a 95% capture rate, which CCS experts and vendors have confirmed should be attainable by 2035.</p>
<p>Unit commissioned on or after January 1, 2025: Starting on January 1, 2035, the proposed performance standard would apply.</p>	<p>Providing new units 10 years to comply with the proposed Regulations offers flexibility. Operators will have sufficient time to undertake construction and obtain the materials needed for the provision of generating capacity sufficient to maintain reliability at current levels.</p>

Normes de rendement en matière d'émissions	Raison d'être
<p>On entend par groupe un ensemble composé de tout équipement physiquement connecté et fonctionnant ensemble pour produire de l'électricité, et qui</p> <p>a) doit comprendre au moins une chaudière ou un moteur à combustion;</p> <p>b) peut comprendre des brûleurs à conduit et d'autres dispositifs de combustion, des systèmes de récupération de la chaleur, des turbines à vapeur, des générateurs et des dispositifs de contrôle des émissions, y compris des systèmes de CSC capturant les émissions provenant de la production d'électricité.</p>	<p>Afin de maximiser les réductions d'émissions réalisables, le projet de règlement s'appliquerait à la production d'électricité au niveau le plus bas de la production, qui, dans le secteur de l'électricité, est défini comme « un groupe ».</p> <p>Cette approche est conforme à celle du <i>Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon</i> et du <i>Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel</i>.</p>
<p>Les groupes, autres que ceux brûlant du charbon, mis en service avant le 1^{er} janvier 2025 : La norme de rendement proposée (30 t/GWh) s'appliquera à partir du 1^{er} janvier 2035 ou 20 ans après la mise en service du groupe.</p>	<p>Une approche progressive donnerait aux groupes existants le temps d'élaborer une stratégie de mise en conformité et de construire l'infrastructure nécessaire ou d'y avoir accès. En offrant cette flexibilité, la fiabilité du réseau électrique sera plus facilement maintenue aux niveaux actuels.</p> <p>Cette valeur correspond à l'intensité des émissions de la production de gaz naturel avec un taux de captage et de stockage du carbone (CSC) de 95 %, ce qui, selon les experts et les fournisseurs de CSC, devrait être possible d'ici à 2035.</p>
<p>Groupe mis en service à partir du 1^{er} janvier 2025 : À partir du 1^{er} janvier 2035, la norme de rendement proposée s'appliquera.</p>	<p>Le fait d'accorder aux nouveaux groupes un délai de 10 ans pour se conformer au projet de règlement offre une certaine souplesse. Les exploitants disposeront de suffisamment de temps pour entreprendre la construction et obtenir les matériaux nécessaires à la mise en place d'une capacité de production suffisante pour maintenir la fiabilité aux niveaux actuels.</p>

<p>Unit that combusts coal or has increased its electricity generation capacity by at least 10 percent since its registration under the proposed Regulations: Starting on January 1, 2035, the proposed performance standard would apply.</p>	<p>The overarching purpose of the phased in approach is to help bridge the transition that comes about from the application of the performance standard. Units that are covered by the <i>Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations</i>, have already received such a phased in approach under those Regulations. Providing a second transition period would distort the emission reduction objectives of the proposed Regulations.</p>	<p>Groupe qui brûle du charbon ou qui a augmenté sa capacité de production d'électricité d'au moins 10 pour cent depuis son enregistrement en vertu du projet de règlement : À partir du 1^{er} janvier 2035, la norme de rendement proposée s'appliquera.</p>	<p>L'objectif principal de l'approche progressive est de faciliter la transition résultant de l'application de la norme de rendement. Les groupes visés par le <i>Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon</i> ont déjà bénéficié d'une telle approche progressive en vertu de ce règlement. Le fait de prévoir une deuxième période de transition fausserait les objectifs de réduction des émissions du projet de règlement.</p>
<p>A unit that ceased burning coal and has been "significantly modified": Starting on the latter of January 1, 2035, or January 1st of the year after its life extension under the <i>Regulations Limiting Carbon Dioxide Emissions from Natural Gas-fired Generation of Electricity</i>, the proposed performance standard would apply.</p> <p>For further information on the meaning of "significantly modified", refer to subsection 3(4) of the <i>Regulations Limiting Carbon Dioxide Emissions from Natural Gas-fired Generation of Electricity</i>.</p>	<p>These significantly modified units are included in the <i>Regulations Limiting Carbon Dioxide Emissions from Natural Gas-fired Generation of Electricity</i>. There is an alignment between the Regulations to ensure the reliability of the electricity system.</p> <p>Significantly modified units have no pathway to operate without a performance standard past 2039.</p>	<p>Un groupe qui a cessé de brûler du charbon et qui a subi des « modifications majeures » : La norme de rendement proposée s'appliquerait à partir du 1^{er} janvier 2035 ou du 1^{er} janvier de l'année suivant la prolongation de sa durée de vie en vertu du <i>Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel</i>, selon la date la plus tardive.</p> <p>Pour plus d'informations sur la signification de « modification majeure », voir le paragraphe 3(4) du <i>Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel</i>.</p>	<p>Ces groupes considérablement modifiés sont inclus dans le <i>Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel</i>. Les règlements sont harmonisés afin d'assurer la fiabilité du réseau électrique.</p> <p>Les groupes ayant subi des modifications importantes n'ont aucune possibilité de fonctionner sans norme de rendement après 2039.</p>

<p>Only units that are <i>net</i> exporters in a given calendar year are subject to the performance standard in that year.</p> <p>Net exporters in this case applies to units that both generate power that is supplied to, and demand power from, a NERC-regulated electricity system. In this way, the proposed performance standard would only apply to those units that supply more power to a NERC-regulated electricity system than they demand.</p>	<p>The proposed Regulations impose limits upon the CO₂ associated with generation of electricity. The net export criterion is included here to distinguish between those facilities that are connected to an electricity system subject to NERC standards as a consumer versus those that are connected to an electricity system subject to NERC standards as a generator.</p> <p>The proposed Regulations require that the net exports are determined for each calendar year from which the prohibition would begin to apply to that unit. A unit with net exports in a calendar year will need to comply with the performance standard in that calendar year and in all subsequent years that it has net exports. These units would also be subject to quantification rules as of the first year with net exports once the prohibition would begin to apply to that unit.</p>
<p>Exceptions from meeting the general requirement to meet the 30 t/GWh performance standard</p>	<p>Rationale</p>
<p>Mass-based emission/duration flexibility limiting low usage/low emitting units to 450 hr/yr and 150 kt/yr.</p> <p>This exception can be used where all applicable conditions are met in that calendar year. If all of the conditions related to this exception are not met in a given calendar year, then the 30 t/GWh annual average performance standard must be complied with in that year.</p>	<p>Allows units, which are still capable of generating electricity, an emissions constrained role of adding value to the electricity system. For units which require this flexibility, the unit during periods of high demand or in which non-emitting sources are not available. In doing so, the flexibility reduces compliance costs and provides options for reserve power, thus helping to avoid reliability issues and upward pressures on affordability.</p>

<p>Seuls les groupes qui sont un solde exportateur de plus de zéro gigawattheure au cours d'une année civile donnée sont soumis à la norme de rendement pour cette année-là.</p> <p>Ceci s'applique aux groupes qui produisent de l'électricité destinée à un réseau électrique réglementé par la NERC et qui demandent de l'électricité à partir de ce réseau. Ainsi, la norme de rendement proposée ne s'appliquerait qu'aux groupes qui fournissent plus d'électricité à un réseau électrique réglementé par la NERC qu'ils n'en demandent.</p>	<p>Le projet de règlement impose des limites aux émissions de CO₂ associées à la production d'électricité. Le critère du solde exportateur de plus de zéro gigawattheure est inclus ici pour faire la distinction entre les installations qui sont connectées à un réseau électrique soumis aux normes de la NERC en tant que consommateur et celles qui sont connectées à un réseau électrique soumis aux normes de la NERC en tant que producteur.</p> <p>Le projet de règlement exige que le solde exportateur du groupe soit déterminé pour chaque année civile à partir de laquelle l'interdiction commencerait à s'appliquer à ce groupe. Un groupe ayant un solde exportateur de plus de zéro gigawattheure au cours d'une année civile devra se conformer à la norme de rendement au cours de cette année civile et au cours de toutes les années suivantes où il aura un solde exportateur de plus de zéro gigawattheure. Ces groupes seront également soumis aux règles de quantification à partir de la première année ou celui-ci à un solde exportateur de plus de zéro gigawattheure, lorsque l'interdiction commencera à s'appliquer à ce groupe.</p>
<p>Exceptions à l'obligation générale de respecter la norme de rendement de 30 t/GWh</p>	<p>Raison d'être</p>
<p>Flexibilité en matière de durée et d'émissions en fonction de la masse, limitant les groupes à faible utilisation et à faibles émissions à 450 heures par an et 150 kt par an.</p> <p>Cette exception peut être utilisée lorsque toutes les conditions applicables sont remplies au cours de l'année civile concernée. Si toutes les conditions liées à cette exception ne sont pas remplies au cours d'une année civile donnée, la norme de rendement de 30 t/GWh en moyenne annuelle doit être respectée cette année-là.</p>	<p>Permet aux groupes, qui sont encore capables de produire de l'électricité, de jouer un rôle de valeur ajoutée au réseau électrique en limitant les émissions. Pour les groupes qui ont besoin de cette flexibilité, les groupes utilisés pendant les périodes de forte demande ou lorsque les sources non émettrices ne sont pas disponibles. Ce faisant, la flexibilité réduit les coûts de mise en conformité et fournit des options pour l'alimentation de réserve, contribuant ainsi à éviter les problèmes de fiabilité et les pressions à la hausse sur l'accessibilité financière.</p>

<p>40 t/GWh available until the earlier of seven years after commissioning of a carbon capture and storage (CCS) system or December 31, 2039.</p> <p>This exception can be used where all applicable conditions are met in that calendar year. If all of the conditions related to this exception are not met in a given calendar year, then the 30 t/GWh annual average performance standard must be complied with in that year.</p>	<p>Allows units that have deployed CCS to meet the 30 t/GWh standard a limited time to adjust the CCS system and tailor its operation to the particularities of the unit. Allowing units that may not be able to meet the 30 t/GWh standard in their first seven years of operation to operate at the less stringent 40 t/GWh helps system operators provide reliable electricity.</p> <p>Furthermore to the above, tailoring is foreseen to be needed in the first generation of CCS applied to natural gas-fired generating units. The need for this exception will decrease over time and is anticipated to no longer be needed by 2040. Accordingly, limiting this flexibility supports the emission reduction objectives of the proposed Regulations.</p>
<p>Emergency circumstances The proposed Regulations contain a provision that allows emitting electricity generation in order to avoid a threat to the electricity supply or to restore it.</p>	<p>Allows for greater reliability of the electricity system, with benefits to improved quality of life and safety of Canadians. Additionally, this flexibility reduces costs, as it could allow units that would otherwise not be available in emergency circumstances to provide value in emergencies.</p>
<p>Quantification</p>	<p>Rationale</p>
<p>The measurement of the quantity of electricity generated during the course of a year, for use in determining compliance with the emission intensity performance standard, is to be measured on a gross basis.</p>	<p>This aligns with the approach taken under the <i>Regulations Limiting Carbon Dioxide Emissions from Natural Gas-fired Generation of Electricity</i> and recognizes quantification challenges for regulated units that have operations integrated with third parties not otherwise covered by the regulations.</p>
<p>For the amount of hydrogen fuel that a unit uses to produce electricity, the proposed Regulations would require emissions associated with that fuel's production to be included in the determination of the unit's emission intensity.</p>	<p>While there are no CO₂ emissions from the combustion of hydrogen fuel, the emissions associated with its production are at least equal to the emissions from the combustion of fossil fuels in an electricity generating unit. Accordingly, the proposed Regulations would require the hydrogen fuel production emissions to be included in the determination of the unit's emission intensity.</p>

<p>40 t/GWh disponibles jusqu'à la première des deux dates suivantes : sept ans après la mise en service d'un système de captage et de stockage du carbone (CSC) ou le 31 décembre 2039.</p> <p>Cette exception peut être utilisée lorsque toutes les conditions applicables sont remplies au cours de l'année civile concernée. Si toutes les conditions liées à cette exception ne sont pas remplies au cours d'une année civile donnée, la norme de rendement moyenne annuelle de 30 t/GWh doit être respectée au cours de cette année.</p>	<p>Permettre aux groupes qui ont déployé le CSC pour satisfaire à la norme de 30 t/GWh de disposer d'un temps limité pour ajuster le système de CSC et adapter son fonctionnement aux particularités du groupe. Permettre aux groupes qui pourraient ne pas être en mesure de respecter la norme de 30 t/GWh au cours de leurs sept premières années d'exploitation de fonctionner à la norme moins stricte de 40 t/GWh aide les exploitants de réseaux à fournir une électricité fiable.</p> <p>En outre, il est prévu qu'une adaptation soit nécessaire pour la première génération de CSC appliquée aux groupes électrogènes au gaz naturel. Le besoin de cette exception diminuera au fil du temps et ne devrait plus être nécessaire d'ici à 2040. En conséquence, la limitation de cette flexibilité va dans le sens des objectifs de réduction des émissions de projet de règlement.</p>
<p>Circonstances d'urgence Le projet de règlement contient une disposition qui autorise la production d'électricité émettrice afin d'éviter une menace pour l'approvisionnement en électricité ou de le rétablir.</p>	<p>Elle permet une plus grande fiabilité du réseau électrique, ce qui améliore la qualité de vie et la sécurité des Canadiens. En outre, cette flexibilité réduit les coûts, car elle pourrait permettre à des groupes qui ne seraient autrement pas disponibles en cas d'urgence d'apporter une valeur ajoutée dans les situations d'urgence.</p>
<p>Quantification</p>	<p>Raison d'être</p>
<p>La mesure de la quantité d'électricité produite au cours d'une année, utilisée pour déterminer la conformité avec les normes de rendement en matière d'intensité des émissions, doit être effectuée sur une base brute.</p>	<p>Cette approche est conforme à celle adoptée dans le cadre du <i>Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel</i> et tient compte des difficultés de quantification pour les groupes réglementés dont les activités sont intégrées à celles de tiers qui ne sont pas couverts par le règlement.</p>
<p>En ce qui concerne la quantité d'hydrogène qu'un groupe utilise pour produire de l'électricité, le projet de règlement exigerait que les émissions associées à la production de ce carburant soient incluses dans la détermination de l'intensité des émissions du groupe.</p>	<p>Bien qu'il n'y ait pas d'émissions de CO₂ provenant de la combustion de l'hydrogène, les émissions associées à sa production sont au moins égales aux émissions provenant de la combustion de combustibles fossiles dans un groupe de production d'électricité. Par conséquent, le projet de règlement exigerait que les émissions liées à la production d'hydrogène soient incluses dans la détermination de l'intensité des émissions du groupe.</p>

For the amount of steam produced outside a unit's facility and which the unit uses to produce electricity, the proposed Regulations would require emissions associated with that steam production to be included in the determination of the unit's emission intensity.	The emissions associated with the production of steam are at least equal to the emissions from the direct combustion of fossil fuels in an electricity generating unit. Accordingly, the proposed Regulations would require the steam production emissions to be included in the determination of the unit's emission intensity.
Reporting	Rationale
<p>The proposed Regulations will require all units that meet the applicability criteria to submit a registration report that includes information such as:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Identification of the responsible person; • Location and name of the unit; • Process diagram of the unit, including the commissioning date of each boiler or combustion engine; • Commissioning date of the unit; and • Unit's electricity generating capacity 	<p>This is to provide the Department with the information necessary to conduct compliance promotion and enforcement activities prior to the application of the performance standard.</p>
<p>The proposed Regulations will require all units that have net exports to submit an annual report that includes information such as the unit's:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Emission Intensity; • Generation; • Emissions; and • Hours of operation 	<p>This is to provide the Department with the information necessary to ensure compliance on an annual basis once the performance standard applies to that unit.</p>
<p>The proposed Regulations will require units that provide a declaration that they do not have net exports to annually submit information regarding their net exports.</p>	<p>Since the performance standard would have applied to these units if they had net exports, the Department requires that these units submit supporting documentation that shows that there are no net exports. All units must track their net exports as the performance standard will apply from the applicable year (as of 2035) for that unit if there are net exports in that year.</p>

En ce qui concerne la quantité de vapeur produite en dehors de l'installation d'un groupe et que celui-ci utilise pour produire de l'électricité, le projet de règlement exigerait que les émissions associées à cette production de vapeur soient incluses dans la détermination de l'intensité des émissions du groupe.	Les émissions associées à la production de vapeur sont au moins égales aux émissions provenant de la combustion directe de combustibles fossiles dans un groupe de production d'électricité. Par conséquent, le projet de règlement exigerait que les émissions liées à la production de vapeur soient incluses dans la détermination de l'intensité des émissions du groupe.
Rapports	Raison d'être
<p>Le projet de règlement exigera que tous les groupes qui répondent aux critères d'applicabilité soumettent un rapport d'enregistrement comprenant des informations telles que :</p> <ul style="list-style-type: none"> • l'identification de la personne responsable • L'emplacement et le nom du groupe; • Schéma de procédé du groupe, y compris la date de mise en service de chaque chaudière ou moteur à combustion; • la date de mise en service du groupe; • la capacité de production d'électricité du groupe. 	<p>Cette mesure vise à fournir au ministère les informations nécessaires pour mener des activités de promotion de la conformité et de mise en œuvre avant l'application de la norme de rendement.</p>
<p>Le projet de règlement exigera que tous les groupes qui ont un solde exportateur de plus de zéro gigawattheure soumettent un rapport annuel comprenant des informations telles que l'intensité des émissions du groupe :</p> <ul style="list-style-type: none"> • l'intensité des émissions; • la production; • les émissions; • les heures d'exploitation 	<p>Le but est de fournir au ministère les informations nécessaires pour garantir la conformité sur une base annuelle une fois que la norme de rendement s'applique à ce groupe.</p>
<p>Le projet de règlement exigera que les groupes qui déclarent ne pas avoir un solde exportateur de plus de zéro gigawattheure soumettent chaque année des informations concernant leur solde exportateur.</p>	<p>Étant donné que la norme de rendement se serait appliquée à ces groupes s'ils avaient un solde exportateur de plus de zéro gigawattheure, le ministère exige que ces groupes soumettent des documents justificatifs montrant qu'il n'y a pas un solde exportateur de plus de zéro gigawattheure. Tous les groupes doivent suivre leur solde exportateur, car la norme de rendement s'appliquera à partir de l'année applicable (à partir de 2035) pour ce groupe s'il y a un solde exportateur de plus de zéro gigawattheure au cours de cette année.</p>

PROPOSED REGULATORY TEXT

Notice is given, under subsection 332(1)^a of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*^b, that the Governor in Council proposes to make the annexed *Clean Electricity Regulations* under subsections 93(1), section 286.1^c and subsection 330(3.2)^d of that Act.

Any person may, within 75 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. Persons filing comments are strongly encouraged to use the online commenting feature that is available on the *Canada Gazette* website. Persons filing comments by any other means, and persons filing a notice of objection, should cite the *Canada Gazette*, Part I, and the date of publication of this notice, and send the comments or notice of objection to Karishma Boroowa, Director, Electricity and Combustion Division, Environment and Climate Change Canada, 351 Saint-Joseph Boulevard, Gatineau, Quebec, K1A 0H3 (email: ECD-DEC@ec.gc.ca).

Any person who provides information to the Minister may submit with the information a request for confidentiality under section 313 of that Act.

Ottawa, August 9, 2023

Wendy Nixon
Assistant Clerk of the Privy Council

Clean Electricity Regulations**Purpose****Purpose**

1 These Regulations establish a regime for limiting carbon dioxide (CO₂) emissions that result from the generation of electricity from the combustion of fossil fuels.

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

^b S.C. 1999, c. 33

^c S.C. 2009, c. 14, s. 80

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

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 la gouverneure en conseil, en vertu du paragraphe 93(1), de l'article 286.1^c et du paragraphe 330(3.2)^d de la même loi, se propose de prendre le *Règlement sur l'électricité propre*, ci-après.

Les intéressés peuvent présenter au ministre de l'Environnement, dans les soixante-quinze 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 la même loi. Ceux qui présentent des observations sont fortement encouragés à le faire au moyen de l'outil en ligne disponible à cet effet sur le site Web de la *Gazette du Canada*. Ceux qui présentent leurs observations par tout autre moyen, ainsi que ceux qui présentent un avis d'opposition, sont priés d'y citer la Partie I de la *Gazette du Canada*, ainsi que la date de publication du présent avis, et d'envoyer le tout à Karishma Boroowa, directrice, Division de l'électricité et de la combustion, Direction de l'énergie et des transports, Direction générale de la protection de l'environnement, ministère de l'Environnement, 351, boul. Saint-Joseph, Gatineau (Québec) K1A 0H3 (courriel : 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 9 août 2023

La greffière adjointe du Conseil privé
Wendy Nixon

Règlement sur l'électricité propre**Objet****Objet**

1 Le présent règlement établit un régime visant la réduction des émissions de dioxyde de carbone (CO₂) provenant de la production d'électricité à partir de la combustion de combustibles fossiles.

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

^b L.C. 1999, ch. 33

^c L.C. 2009, ch. 14, art. 80

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

Interpretation

Interpretation

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

API means the American Petroleum Institute. (*API*)

ASTM means ASTM International, formerly known as the American Society for Testing and Materials. (*ASTM*)

auditor means an individual who

(a) is independent of the responsible person that is to be audited; and

(b) has knowledge of and has experience with respect to

(i) the certification, operation and relative accuracy test audit of continuous emission monitoring systems, and

(ii) quality assurance and quality control procedures in relation to those systems. (*vérificateur*)

authorized official means

(a) in respect of a responsible person that is a corporation, an officer of the corporation that is authorized to act on its behalf;

(b) in respect of a responsible person that is an individual, that individual or an individual who is authorized to act on that individual's behalf; and

(c) in respect of a responsible person that is another entity, an individual authorized to act on that other entity's behalf. (*agent autorisé*)

biomass means plants or plant materials, animal waste or any product made of either of these, including wood and wood products, bio-charcoal, agricultural residues, biologically derived organic matter in municipal and industrial wastes, landfill gas, bio-alcohols, pulping liquor, sludge digestion gas and fuel from animal or plant origin. (*biomasse*)

coal includes petroleum coke and synthetic gas that is derived from coal or petroleum coke. (*charbon*)

coal gasification system includes a coal gasification system that is in part located underground. (*système de gazéification du charbon*)

combustion engine means an engine, other than an engine that is self-propelled or designed to be propelled while performing its function, that

(a) operates according to the Brayton thermodynamic cycle and combusts fossil fuel to produce a net amount of motive power; or

Définitions et interprétation

Définitions

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

agent autorisé

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

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

c) dans le cas où elle est une autre entité, la personne physique qui est autorisée à agir en son nom. (*authorized official*)

API L'American Petroleum Institute. (*API*)

ASTM L'ASTM International, auparavant connue sous le nom de American Society for Testing and Materials. (*ASTM*)

biomasse Vise les plantes ou matières végétales, déchets d'origine animale ou leurs produits dérivés, notamment le bois et les produits du bois, le charbon de bois, les résidus d'origine agricole, la matière organique d'origine biologique dans les déchets urbains et industriels, les gaz d'enfouissement, les bioalcools, la liqueur de cuisson, les gaz de digestion des boues ainsi que les combustibles d'origine animale ou végétale. (*biomass*)

capacité de production d'électricité À l'égard d'un groupe et d'une année civile :

a) soit la puissance maximale — la puissance nette maximale qui peut être maintenue en continu par le groupe, dans des conditions normales — la plus récente qui a été déclarée à l'autorité provinciale responsable ou à l'exploitant de réseau électrique dans la province où le groupe se trouve, exprimée en MW;

b) soit, en l'absence d'une telle déclaration, la quantité maximale d'électricité destinée à la vente qui est produite de façon continue par ce groupe pendant deux heures au cours de l'année en cause, exprimée en MW. (*electricity generation capacity*)

charbon Sont assimilés au charbon le coke de pétrole et le gaz de synthèse provenant du charbon ou du coke de pétrole. (*coal*)

combustible fossile Combustible autre que la biomasse. Y est assimilé l'hydrogène. (*fossil fuel*)

conditions normales Conditions qui correspondent à une température de 15 °C et à une pression de 101,325 kPa. (*standard conditions*)

(b) combusts fossil fuel and uses reciprocating motion to convert thermal energy into mechanical work. (*moteur à combustion*)

commissioning date means the day on which the oldest boiler or combustion engine in the unit starts operating. (*date de mise en service*)

continuous emission monitoring system or **CEMS** means equipment for the sampling, conditioning and analyzing of emissions from a given source and the recording of data related to those emissions. (*système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions* ou *SMECE*)

electricity generation capacity, in relation to a unit and a calendar year, means

(a) the maximum continuous rating — the maximum net power that can be continuously sustained by the unit at standard conditions — of the unit, expressed in MW, as most recently reported to a provincial authority of competent jurisdiction or to the electric system operator in the province where the unit is located; or

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

facility means units, buildings, other structures, stationary equipment — including equipment used for hydrogen fuel production and equipment used for fuel production from coal gasification — on a single site or on contiguous sites or adjacent sites that function as a single integrated site at which an industrial activity is carried out. (*installation*)

fossil fuel means a fuel other than biomass. It includes hydrogen gas. (*combustible fossile*)

GHGRP means the document entitled *Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements, Greenhouse Gas Reporting Program*, published by the Department of the Environment in 2021. (*méthode d'ECCC*)

NERC means the North American Electric Reliability Corporation. (*NERC*)

net exports means for a given calendar year, the amount of electricity exported from a unit to an electricity system that is subject to NERC standards minus the amount of electricity imported to a unit from an electricity system that is subject to NERC standards, in GWh, measured using electricity meters that comply with the requirements of the *Electricity and Gas Inspection Act* and the *Electricity and Gas Inspection Regulations*. (*solde exportateur*)

date de mise en service Date à laquelle la plus vieille chaudière ou le plus vieux moteur à combustion du groupe commence à fonctionner. (*commissioning date*)

énergie thermique utile Énergie, sous forme de vapeur ou d'eau chaude, destinée à être utilisée à une fin, autre que la production d'électricité, qui, n'était l'utilisation de cette vapeur ou de cette eau chaude, nécessiterait la consommation d'énergie sous forme de combustible ou d'électricité. (*useful thermal energy*)

exploitant Personne ayant toute autorité sur un groupe. (*operator*)

groupe Ensemble qui est constitué de tout équipement physiquement raccordé et fonctionnant ensemble pour produire de l'électricité et qui répond aux conditions suivantes :

a) il comporte au moins une chaudière ou un moteur à combustion;

b) il peut comporter des brûleurs d'appoint et d'autres dispositifs de combustion, des systèmes de récupération de chaleur, des turbines à vapeur, des générateurs, des dispositifs de contrôle des émissions et des systèmes de captage et de stockage de carbone. (*unit*)

installation Ensemble des groupes, bâtiments, autres structures et équipements fixes — y compris les équipements utilisés pour la production d'hydrogène et ceux utilisés pour la production de carburant à partir de la gazéification du charbon — sur un site unique, ou sur des sites contigus ou adjacents qui fonctionnent comme un site intégré unique, sur lequel une activité industrielle est exercée. (*facility*)

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

méthode d'ECCC Le document intitulé *Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada, Programme de déclaration des gaz à effet de serre*, publié en 2021 par le ministère de l'Environnement. (*GHGRP*)

moteur à combustion Tout moteur, à l'exception du moteur autopulsé et du moteur conçu pour être propulsé tout en accomplissant sa fonction et qui, selon le cas :

a) fonctionne selon le cycle thermodynamique de Brayton et brûle du combustible fossile en vue de la production d'une quantité nette de force motrice;

operator means a person who has the charge, management or control of a unit. (*exploitant*)

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

responsible person means an owner or operator of a unit. (*personne responsable*)

standard conditions means a temperature of 15°C and a pressure of 101.325 kPa. (*conditions normales*)

unit means an assembly comprised of any equipment that is physically connected and that operates together to generate electricity, and

(a) must include at least a boiler or combustion engine, and

(b) may include duct burners and other combustion devices, heat recovery systems, steam turbines, generators, emission control devices and carbon capture and storage systems. (*groupe*)

useful thermal energy means energy in the form of steam or hot water that is destined for a use, other than the generation of electricity, that would have required the consumption of energy in the form of fuel or electricity had that steam or hot water not been used. (*énergie thermique utile*)

More than one owner or operator

(2) For the purposes of the definition of *facility*, if there is more than one owner or operator for the facility, those elements are only included in the definition of facility if there is at least one owner or operator in common.

Carbon capture and storage

(3) Equipment that is connected only by a carbon capture and storage system is not considered physically connected for the purposes of the definition of *unit* in subsection (1). That carbon capture and storage system must be included in the description of each unit connected to it.

(b) brûle du combustible fossile et qui utilise un mouvement alternatif en vue de la conversion d'énergie thermique en travail mécanique. (*combustion engine*)

NERC La North American Electric Reliability Corporation. (*NERC*)

personne responsable Le propriétaire ou l'exploitant d'un groupe. (*responsible person*)

solde exportateur Pour une année civile donnée, quantité d'électricité exportée par un groupe vers un réseau électrique assujéti aux normes de la NERC, exprimée en GWh, moins la quantité d'électricité importée par un groupe d'un réseau électrique assujéti aux normes de la NERC, exprimée en GWh, quantifiée à l'aide de compteurs d'électricité qui sont conformes 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*. (*net exports*)

système de gazéification du charbon S'entend notamment d'un système de gazéification du charbon qui est en partie souterrain. (*coal gasification system*)

système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions ou **SMECE** Équipement destiné à l'échantillonnage, au conditionnement et à l'analyse d'émissions provenant d'une source donnée, ainsi qu'à l'enregistrement de données concernant ces émissions. (*continuous emission monitoring system* or *CEMS*)

vérificateur Personne physique qui, à la fois :

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

b) possède des connaissances et de l'expérience en ce qui touche :

(i) la certification, l'exploitation et la vérification de l'exactitude relative des systèmes de mesure et d'enregistrement en continu des émissions,

(ii) les procédures d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité relatives à ces systèmes. (*auditor*)

Plus d'un propriétaire ou exploitant

(2) Pour l'application de la définition de *installation*, s'il y a plus d'un propriétaire ou exploitant en commun, les éléments visés à cette définition ne sont compris dans celle-ci que s'ils ont en commun un même propriétaire ou exploitant.

Captage et de stockage de carbone

(3) Les équipements qui sont raccordés uniquement par un système de captage et de stockage de carbone ne sont pas considérés comme étant raccordés physiquement pour l'application de la définition de *groupe*, au paragraphe (1). Le système de captage et de stockage de carbone

Interpretation of documents incorporated by reference

(4) For the purposes of interpreting documents that are incorporated by reference into these Regulations, “should” is to be read as “must” and any recommendation or suggestion is to be read as an obligation.

Incorporation by reference

(5) Unless otherwise indicated, a reference to any document incorporated by reference into these Regulations, except the GHGRP, is incorporated as amended from time to time.

Application

Specified units

3 These Regulations apply to a unit that, on or after January 1, 2025, meets the following criteria:

- (a)** has an electricity generation capacity of 25 MW or more;
- (b)** generates electricity using fossil fuel; and
- (c)** is connected to an electricity system that is subject to NERC standards.

Registration

Registration Report

4 (1) A responsible person must register the unit by submitting a registration report to the Minister that contains the information set out in Schedule 1

- (a)** in the case of a unit that has a commissioning date on or after January 1, 2025, within 60 days after the date on which the unit was commissioned; or
- (b)** in the case of all other units, by December 31, 2025.

Modification

(2) If a unit is modified, such as by adding or removing a piece of equipment or changing how equipment is physically connected, and that modification creates one or more new units, the responsible person must

- (a)** register any new unit by submitting a registration report to the Minister that contains the information set out in Schedule 1 within 30 days after the date on which the unit was created; and

est inclus dans la description de chacun des groupes auquel il est raccordé.

Interprétation des documents incorporés par renvoi

(4) 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.

Incorporation par renvoi

(5) Sauf indication contraire, toute mention d'un document incorporé par renvoi dans le présent règlement constitue un renvoi au document avec ses modifications successives, à l'exception de la méthode d'ÉCCC.

Champ d'application

Groupes visés

3 Le présent règlement s'applique à tout groupe qui, le 1^{er} janvier 2025 ou après cette date, remplit les conditions suivantes :

- a)** il a une capacité de production d'électricité d'au moins vingt-cinq MW;
- b)** il produit de l'électricité à partir de combustibles fossiles;
- c)** il est connecté à un réseau électrique assujéti aux normes de la NERC.

Enregistrement

Rapport d'enregistrement

4 (1) La personne responsable d'un groupe transmet au ministre pour fins d'enregistrement un rapport d'enregistrement comportant les renseignements visés à l'annexe 1 dans l'un des délais suivants :

- a)** dans le cas d'un groupe dont la date de mise en service est le 1^{er} janvier 2025 ou postérieure à cette date, le soixantième jour après la date de mise en service;
- b)** dans les autres cas, le 31 décembre 2025.

Modification

(2) Si un groupe subit une modification, notamment par l'ajout ou le retrait d'une pièce d'équipement ou par une modification dans la façon dont les équipements sont raccordés ensemble, qui a pour effet de créer un ou plusieurs nouveaux groupes, la personne responsable, selon le cas :

- a)** enregistre tout nouveau groupe en transmettant au ministre un rapport d'enregistrement comportant les renseignements visés à l'annexe 1 au plus tard trente jours après la création du groupe;

(b) notify the Minister that either the original unit has ceased to generate electricity, in accordance with subsection 24(3), or has been modified, in accordance with section 25.

Registration number

(3) 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.

Net Exports Declaration

Declaration

5 (1) A responsible person may submit to the Minister a declaration, dated and signed by the responsible person or their authorized official, stating that net exports with respect to their unit are less than or equal to 0 GWh and containing the following information:

(a) the unit's registration number, assigned by the Minister under subsection 4(3); and

(b) an attestation that the declaration is accurate and complete.

December 31

(2) The declaration must be submitted to the Minister on or before December 31 of the calendar year prior to the calendar year in which the prohibition set out in subsection 6(1) will apply to that unit.

Exemptions

(3) If a declaration has been submitted with respect to a unit, the responsible person is exempt from sections 6 to 24.

Short report

(4) A responsible person for a unit with respect to which a declaration has been submitted must submit a short report to the Minister, containing the information set out in sections 1 and 2 of Schedule 2 and the net exports for that unit for the calendar year, on or before the June 1 that follows the calendar year that is the subject of the report.

Exemption ends

(5) Subject to subsection (6), the exemptions in subsection (3) do not apply with respect to the unit if the unit has net exports that are greater than 0 GWh in any calendar year.

Emergency exemption

(6) If a unit has net exports that are greater than 0 GWh in a calendar year due to the quantity of electricity being exported from the unit during a period for which the

b) transmet au ministre un avis de cessation définitive de production d'électricité conformément au paragraphe 24 (3) ou un avis de modification des renseignements conformément à l'article 25, selon le cas.

Numéro d'enregistrement

(3) Sur réception d'un rapport d'enregistrement, le ministre assigne un numéro d'enregistrement au groupe et informe la personne responsable de ce numéro.

Déclaration relative au solde exportateur

Déclaration

5 (1) La personne responsable peut transmettre au ministre une déclaration, datée et signée par elle ou son agent autorisé, portant que le solde exportateur du groupe sera égal ou inférieur à zéro GWh. La déclaration contient ce qui suit :

a) le numéro d'enregistrement du groupe attribué par le ministre en vertu du paragraphe 4(3);

b) une attestation que la déclaration est véridique et complète.

31 décembre

(2) La déclaration est transmise au ministre au plus tard le 31 décembre de l'année civile précédant celle de l'application de l'interdiction prévue au paragraphe 6(1) au groupe.

Exemptions

(3) La déclaration a pour effet d'exempter la personne responsable de l'application des articles 6 à 24.

Rapport abrégé

(4) La personne responsable d'un groupe à l'égard duquel une déclaration a été transmise au ministre transmet à celui-ci un rapport abrégé contenant les renseignements visés aux articles 1 et 2 de l'annexe 2 et les données sur le solde exportateur du groupe pour l'année civile au plus tard le 1^{er} juin qui suit l'année civile faisant l'objet du rapport.

Fin des exemptions

(5) Sous réserve du paragraphe (6), les exemptions visées au paragraphe (3) deviennent inapplicables au groupe si le solde exportateur du groupe est supérieur à zéro GWh au cours de toute année civile.

Exemption en cas d'urgence

(6) Si le solde exportateur du groupe est supérieures à zéro GWh au cours d'une année civile en raison de la quantité d'électricité qu'il exporte au cours d'une période visée

Minister has issued an exemption for that unit under section 19 or an extension under section 20, the exemptions set out in subsection (3) will continue to apply.

Prohibition

Prohibition

6 (1) A responsible person, for a unit with respect to which net exports are greater than 0 GWh during a calendar year, must not emit CO₂ from the unit, from the combustion of fossil fuel, that has on average during that calendar year an emission intensity of more than 30 tonnes of CO₂ emissions/GWh of electricity generated, determined in accordance with sections 7 to 18, as applicable.

Exception — carbon capture and storage

(2) Despite subsection (1), a responsible person, for a unit with respect to which net exports are greater than 0 GWh, may, until December 31, 2039, emit from the unit CO₂ from the combustion of fossil fuel that has, on average during the calendar year, an emission intensity no more than 40 tonnes of CO₂ emissions/GWh of electricity generated, determined in accordance with sections 7 to 18, as applicable, if

(a) the unit includes a carbon capture and storage system that started operating within the last seven calendar years; and

(b) the responsible person for that unit has submitted, with the annual report, documentation demonstrating that the unit operated at or below 30 tonnes of CO₂ emissions/GWh for two periods of at least 12 continuous hours, with at least four months between those two periods, in the calendar year for which the annual report is submitted.

Exception — hours

(3) Despite subsection (1), a responsible person may, for a unit that has not combusted coal during the calendar year and with respect to which net exports are greater than 0 GWh, emit from that unit up to 150 kilotonnes of CO₂ in a calendar year, determined in accordance with section 8, if the unit operates for 450 hours or less during that calendar year, not including any hours the unit operates and CO₂ the unit emits during a period for which the Minister has issued an exemption under section 19 or an extension under section 20.

par une exemption accordée par le ministre en application de l'article 19 ou prolongée par celui-ci en application de l'article 20, les exemptions visées au paragraphe (3) continuent à s'appliquer.

Interdiction

Interdiction

6 (1) Il est interdit à la personne responsable d'un groupe dont le solde exportateur est supérieur à zéro GWh au cours d'une année civile de rejeter du CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles par le groupe dont l'intensité d'émission est supérieure à 30 tonnes d'émissions de CO₂/GWh d'électricité produite en moyenne au cours de cette année civile, celle-ci étant déterminée conformément aux articles 7 à 18 selon le cas.

Exception — captage et stockage de carbone

(2) Malgré le paragraphe (1), la personne responsable d'un groupe dont le solde exportateur est supérieur à zéro GWh au cours d'une année civile donnée peut, au plus tard le 31 décembre 2039, rejeter du CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles par le groupe dont l'intensité d'émission est inférieure ou égale à 40 tonnes d'émissions de CO₂/GWh d'électricité produite, intensité déterminée aux termes des articles 7 à 18, selon le cas, si :

a) le groupe comprend un système de captage et de stockage de carbone qui a commencé à fonctionner il y a au plus sept ans;

b) la personne responsable transmet, avec le rapport annuel, les documents établissant que le groupe a fonctionné, au cours de l'année civile faisant l'objet du rapport annuel, à une intensité inférieure ou égale à 30 tonnes d'émissions de CO₂/GWh pendant deux périodes d'au moins douze heures consécutives, ces périodes étant séparées d'au moins quatre mois.

Exception — heures

(3) Malgré le paragraphe (1), la personne responsable d'un groupe qui n'a pas brûlé de charbon au cours de l'année civile et qui a solde exportateur supérieur à zéro GWh peut rejeter une quantité maximale de 150 kilotonnes de CO₂, celle-ci étant déterminée conformément à l'article 8, si le groupe fonctionne pendant au plus 450 heures au cours de cette année civile, compte non tenu des émissions produites et du nombre d'heures de fonctionnement du groupe au cours de toute période visée par une exemption accordée par le ministre en application de l'article 19 ou prolongée par celui-ci en application de l'article 20 .

Start of prohibition

(4) The responsible person for a unit must meet the emission intensity limit set out in subsection (1), beginning

- (a)** January 1, 2035, with respect to a unit that
 - (i)** has a commissioning date on or after January 1, 2025,
 - (ii)** has increased its electricity generation capacity by 10% or more since submitting the registration report for the unit, or
 - (iii)** combusts coal;
- (b)** in the case of a boiler unit referred to in subsection 3(4) of the *Regulations Limiting Carbon Dioxide Emissions from Natural Gas-fired Generation of Electricity*, the later of
 - (i)** January 1 of the calendar year the prohibition set out in subsection 4(2) of those Regulations begins to apply to the unit, as determined under that subsection; or
 - (ii)** January 1, 2035, or
- (c)** January 1 of the calendar year following the unit's end of prescribed life, with respect to all other units.

Definition — prescribed life

(5) For the purposes of paragraph (4)(c), prescribed life means the period that begins on the commissioning date and ends on the later of

- (a)** December 31 of the calendar year that is 20 years after the commissioning date, and
- (b)** December 31, 2034.

Quantification**Emission Intensity****Emission intensity**

7 (1) The emission intensity of a unit is determined by the formula

$$E \div G$$

where

E is the quantity of CO₂ emissions attributed to a unit, during the calendar year, expressed in tonnes, determined in accordance with section 8; and

Début de l'interdiction

(4) La personne responsable est tenue de respecter la limite d'intensité d'émission prévue au paragraphe (1) à compter :

- a)** du 1^{er} janvier 2035 dans le cas d'un groupe qui est dans l'une ou l'autre des situations suivantes :
 - (i)** il est mis en service le 1^{er} janvier 2025 ou après cette date,
 - (ii)** il a augmenté sa capacité de production d'électricité de 10 % ou plus depuis la date d'envoi du rapport d'enregistrement,
 - (iii)** il brûle du charbon;
- b)** dans le cas d'un groupe chaudière visé au paragraphe 3(4) du *Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel*, la plus tardive des dates suivantes :
 - (i)** le 1^{er} janvier de l'année à partir de laquelle l'interdiction prévue au paragraphe 4(2) du même règlement s'applique au groupe, celle-ci étant déterminée aux termes de ce paragraphe,
 - (ii)** le 1^{er} janvier 2035;
- c)** dans les autres cas, du 1^{er} janvier de l'année civile suivant celle au cours de laquelle la vie réglementaire du groupe prend fin.

Définition — vie réglementaire

(5) Pour l'application de l'alinéa (4)c), vie réglementaire s'entend de la période commençant à la date de mise en service du groupe et se terminant à la plus tardive des dates suivantes :

- a)** le 31 décembre de l'année civile qui tombe vingt ans après la date de mise en service;
- b)** le 31 décembre 2034.

Quantification**Intensité des émissions****Intensité des émissions**

7 (1) L'intensité des émissions d'un groupe est déterminée conformément à la formule suivante :

$$E \div G$$

où :

E représente la quantité d'émissions de CO₂, exprimée en tonnes, attribuée à un groupe au cours de l'année civile, déterminée conformément à l'article 8;

G is the quantity of electricity generated by the unit during the calendar year, expressed in GWh, determined in accordance with subsection 18(1).

Negative number

(2) For the purposes of the formula in subsection (1), 0 should be used for the element E if the determination under section 8 results in a negative number.

Quantity of CO₂ Emissions

Quantification Methods

Quantification of emissions

8 (1) The quantity of CO₂ emissions attributed to a unit during the calendar year is determined by the formula

$$E_u - E_{th} - E_{ccs} + E_{ext} - E_{ec}$$

where

E_u is the quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes, during the calendar year from the combustion of fossil fuel in the unit, as determined in accordance with subsection (3) and, as applicable, section 9, 10 or 13;

E_{th} is the quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes, attributable to the production of useful thermal energy by the unit, during the calendar year, calculated in accordance with section 15;

E_{ccs} is the quantity of CO₂ captured from the unit during the calendar year and stored in a storage project, expressed in tonnes, determined in accordance with section 16;

E_{ext} is the quantity of CO₂ emitted from the production of the hydrogen fuel or the purchased or transferred steam used by the unit to generate electricity, during the calendar year, expressed in tonnes, determined in accordance with section 17; and

E_{ec} is the quantity of CO₂ emitted from the unit during any period in the calendar year for which the Minister has issued an exemption under section 19 or an extension under section 20, expressed in tonnes, determined in accordance with subsection (2).

Calculation of E_{ec}

(2) The element E_{ec} is the difference between the sum of E_u and E_{ext} and the sum of E_{th} and E_{ccs} calculated in accordance with sections 9, 10, 13, 15 to 17 and 19, as applicable, but the reference to calendar year is replaced with the period during the calendar year for which the Minister has issued an exemption under section 19 or an extension under section 20.

G la quantité d'électricité, exprimée en GWh, produite par le groupe au cours de l'année civile, déterminée conformément au paragraphe 18(1).

Valeur négative

(2) Il est entendu que si le résultat de la détermination de la variable E dans la formule prévue au paragraphe (1) en application de l'article 8 est une valeur négative, elle est alors zéro.

Quantité d'émissions de CO₂

Méthodes de quantification

Quantification des émissions

8 (1) La quantité d'émissions de CO₂ attribuée à un groupe au cours de l'année civile est déterminée conformément à la formule suivante :

$$E_g - E_{th} - E_{csc} + E_{ext} - E_{su}$$

où :

E_g représente la quantité d'émissions de CO₂, exprimée en tonnes, provenant de la combustion de combustibles fossiles par le groupe, au cours de l'année civile, et déterminée conformément au paragraphe (3) et, selon le cas, à l'article 9, 10 ou 13;

E_{th} la quantité d'émissions de CO₂, exprimée en tonnes, attribuée à la production d'énergie thermique utile par le groupe, au cours de l'année civile, et déterminée en application de l'article 15;

E_{csc} la quantité de CO₂, exprimée en tonnes, captée à partir du groupe, au cours de l'année civile, et déterminée conformément à l'article 16;

E_{ext} la quantité de CO₂, exprimée en tonnes, provenant de la production d'hydrogène ou de vapeur qui est utilisé par le groupe pour produire de l'électricité, au cours de l'année civile, déterminée conformément à l'article 17;

E_{su} la quantité de CO₂, exprimée en tonnes, émise par le groupe au cours d'une période, pendant l'année civile, visée par une exemption accordée par le ministre en application de l'article 19 ou prolongée par celui-ci en application de l'article 20, et déterminée conformément au paragraphe (2).

Calcul de la variable E_{su}

(2) La variable E_{su} représente la différence entre la somme des variables E_g et E_{ext} et la somme des variables E_{th} et E_{csc} calculée conformément aux articles 9, 10, 13, 15 à 17 et 19, selon le cas, calcul dans lequel l'année civile est remplacée par la période au cours de celle-ci qui est visée par une exemption accordée par le ministre en application de l'article 19 ou prolongée par celui-ci en application de l'article 20.

Quantification method for E_u

(3) The quantity of CO₂ emissions resulting from the combustion of fossil fuel in a unit in a calendar year (E_u) must be determined in accordance with

- (a)** section 9, in the case of a unit that combusted fuel from a coal gasification system during the calendar year;
- (b)** section 10, in the case of a unit that combusted biomass and combusted fuel from a coal gasification system during the calendar year;
- (c)** section 13, in the case of a unit that combusted biomass, but did not combust fuel from a coal gasification system, during the calendar year; and
- (d)** section 9 or 13, in any other case.

Carbon capture and storage

(4) For the purposes of the element E_{ccs} in subsections (1) and (2), the quantity of CO₂ may only be included in that description if it has been permanently stored in a storage project that meets the following criteria:

- (a)** the geological site into which the CO₂ is injected is
 - (i)** a deep saline aquifer for the sole purpose of storage of CO₂, or
 - (ii)** a depleted oil reservoir for the purpose of enhanced oil recovery; and
- (b)** the CO₂ stored for the purposes of the project is captured, transported and stored in accordance with the laws applicable to Canada or a province or applicable to the United States or one of its states.

Continuous Emission Monitoring System**Quantification with CEMS**

9 Subject to section 11, for the purposes of paragraph 8(3)(a), the quantity of CO₂ emissions must be measured using a CEMS and determined in accordance with Sections 7.1 to 7.7 of the Reference Method. This also applies with respect to a responsible person that, in accordance with paragraph 8(3)(d), opts to quantify emissions in accordance with this section.

Méthodes de quantification pour E_g

(3) La quantité d'émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles attribuée à un groupe au cours d'une année civile (E_g) est déterminée, selon le cas :

- a)** conformément à l'article 9 si le groupe a brûlé du combustible provenant d'un système de gazéification de charbon au cours de l'année civile;
- b)** conformément à l'article 10 si le groupe a brûlé à la fois de la biomasse et du combustible provenant d'un système de gazéification de charbon au cours de l'année civile;
- c)** conformément à l'article 13 si le groupe a brûlé de la biomasse et n'a pas brûlé de combustible provenant d'un système de gazéification de charbon au cours de l'année civile;
- d)** soit conformément aux articles 9 ou 13 dans tout autre cas.

Captage et de stockage de carbone

(4) Seule peut être comptabilisée sous la variable E_{csc} visée aux paragraphes (1) et (2) la quantité de CO₂ stockée de façon permanente dans le cadre d'un projet de stockage qui respecte les critères suivants :

- a)** le CO₂ est injecté dans un site de stockage géologique :
 - (i)** soit dans le seul but de le stocker dans un aquifère salin profond,
 - (ii)** soit dans le but de permettre la récupération assistée d'hydrocarbures dans un gisement de pétrole épuisé;
- b)** le CO₂ stocké aux fins du projet est capté, transporté et stocké conformément aux lois fédérales ou provinciales applicables ou aux lois applicables des États-Unis ou de l'un de ses États.

Système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions**Mesure à l'aide d'un SMECE**

9 Sous réserve de l'article 11, pour l'application de l'alinéa 8(3)a), la quantité d'émissions de CO₂ est mesurée à l'aide d'un SMECE et calculée conformément aux sections 7.1 à 7.7 de la méthode de référence. Il en est de même pour l'application de l'alinéa 8(3)d) lorsque la personne responsable choisit de mesurer la quantité d'émissions conformément au présent article.

Unit combusting biomass

10 (1) Subject to section 11, for the purposes of paragraph 8(3)(b), the quantity of CO₂ emissions must be quantified using a CEMS and must be determined by the formula

$$E_{\text{comb}} \times (V_{\text{ff}} \div V_{\text{T}}) - E_{\text{s}}$$

where

E_{comb} is the quantity of CO₂ emissions from the unit, expressed in tonnes, during the calendar year from the combustion of fossil fuel and biomass, as measured by the CEMS, and calculated in accordance with Sections 7.1 to 7.7 of the Reference Method;

V_{ff} is the volume of CO₂ emissions released from the combustion of fossil fuel in the unit during the calendar year, expressed in m³, at standard conditions, and determined by the formula

$$\sum_{i=1}^n Q_i \times F_{\text{c},i} \times \text{HHV}_i$$

where

i is the *i*th fossil fuel type combusted in the unit during the calendar year, where “*i*” goes from 1 to *n* and where *n* is the number of fossil fuels so combusted,

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

(a) for a gaseous fuel, in the same manner used in the determination of V_f in the formula set out in paragraph 14(1)(a) and expressed in m³ at standard conditions,

(b) for a liquid fuel, in the same manner used in the determination of V_f in the formula set out in paragraph 14(1)(b) and expressed in kL, and

(c) for a solid fuel, in the same manner used in the determination of M_f in the formula set out in paragraph 14(1)(c) and expressed in tonnes,

F_{c,i} is the fuel-specific carbon-based F-factor for each fossil fuel type “*i*” — either the factor set out in Appendix A of the Reference Method, or for fuels not listed, the one determined in accordance with that Appendix — corrected to be expressed in m³, at standard conditions, of CO₂/GJ, and

HHV_i is the higher heating value for each fossil fuel type “*i*” that is measured in accordance with subsection (2), or the default higher heating value, set out in column 2 of Schedule 3, for the fuel type, as set out in column 1;

Groupe brûlant de la biomasse

10 (1) Sous réserve de l'article 11, pour l'application de l'alinéa 8(3)b), la quantité d'émissions de CO₂ d'un groupe est mesurée à l'aide d'un SMECE et calculée conformément à la formule suivante :

$$E_{\text{comb}} \times (V_{\text{cf}} \div V_{\text{T}}) - E_{\text{s}}$$

où :

E_{comb} représente la quantité d'émissions de CO₂, exprimée en tonnes, par le groupe au cours de l'année civile, provenant de la combustion de combustibles fossiles et de biomasse, mesurée par le SMECE et calculée conformément aux sections 7.1 à 7.7 de la méthode de référence;

V_{cf} le volume d'émissions de CO₂ provenant de la combustion des combustibles fossiles par le groupe au cours de l'année civile, exprimé en m³, mesuré dans des conditions normales et déterminé conformément à la formule suivante :

$$\sum_{i=1}^n Q_i \times F_{\text{c},i} \times \text{HHV}_i$$

où :

i représente le *i*^e type de combustible fossile brûlé par le groupe au cours de l'année civile, où « *i* » est un chiffre de 1 à *n*, « *n* » étant le nombre de ces combustibles,

Q_i la quantité de combustible fossile de type « *i* » brûlé par le groupe au cours de l'année civile, déterminée, selon le cas :

a) pour les combustibles gazeux, de la même façon que la variable V_c dans la formule prévue à l'alinéa 14(1)a), cette quantité étant exprimée en m³ et mesurée dans des conditions normales,

b) pour les combustibles liquides, de la même façon que la variable V_c dans la formule prévue à l'alinéa 14(1)b), cette quantité étant exprimée en kL,

c) pour les combustibles solides, de la même façon que la variable M_c dans la formule prévue à l'alinéa 14(1)c), cette quantité étant exprimée en tonnes,

F_{c,i} le facteur de carbone propre à chaque combustible fossile de type « *i* », celui-ci étant le facteur prévu à l'annexe A de la méthode de référence ou, à défaut, celui qui est déterminé conformément à cette annexe, corrigé pour être exprimé en m³ de CO₂/GJ mesuré dans des conditions normales,

V_T is the volume of CO₂ emissions released from combustion of fossil fuel and biomass in the unit during the calendar year determined by the formula

$$\sum_{t=1}^n [0,01 \times CO_{2w,t} \times Q_{w,t}]$$

where

t is the t^{th} hour, where “ t ” goes from 1 to n and where n is the total number of hours during which the unit generated electricity in the calendar year,

$CO_{2w,t}$ is the average concentration of CO₂ in relation to all gases in the stack emitted from the combustion of fuel in the unit during each hour “ t ”, during which the unit generated electricity in the calendar year — or, if applicable, a calculation made in accordance with Section 7.4 of the Reference Method of that average concentration of CO₂ based on a measurement of the concentration of oxygen (O₂) in those gases in the stack — expressed as a percentage on a wet basis, and

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

E_s is the quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes, that is released from the use of sorbent to control the emission of sulphur dioxide from the unit during the calendar year, determined by the formula

$$S \times R \times (44 \div MM_s)$$

where

S is the quantity of sorbent material, such as calcium carbonate (CaCO₃), expressed in tonnes,

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

MM_s is the molecular mass of the sorbent material, which is equal to 100 if the sorbent material is CaCO₃.

HHV_i le pouvoir calorifique supérieur pour chaque type de combustible fossile de type « i », celui-ci étant déterminé conformément au paragraphe (2) ou le pouvoir calorifique supérieur par défaut mentionné à la colonne 2 de l'annexe 3 pour le type de combustible visé à la colonne 1;

V_t le volume d'émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles et de biomasse par le groupe au cours de l'année civile, déterminé conformément à la formule suivante :

$$\sum_{t=1}^n [0,01 \times CO_{2h,t} \times Q_{h,t}]$$

où :

t représente la t^{e} heure, où « t » est un chiffre de 1 à n , « n » étant le nombre total d'heures durant lesquelles le groupe a produit de l'électricité au cours de l'année civile,

$CO_{2h,t}$ la concentration moyenne d'émissions de CO₂ par rapport à la totalité des gaz de cheminée provenant de la combustion de combustibles par le groupe pour chaque heure « t » de production d'électricité au cours de l'année civile — ou, le cas échéant, le résultat du calcul effectué 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,

$Q_{h,t}$ le débit volumétrique moyen durant l'heure en cause, exprimé en m³ et mesuré dans des conditions normales sur une base humide par un appareil de mesure du débit volumétrique placé sur la cheminée;

E_s la quantité, exprimée en tonnes, d'émissions de CO₂ provenant du sorbent utilisé pour contrôler les émissions de dioxyde de soufre par le groupe au cours de l'année civile, calculée conformément à la formule suivante :

$$S \times R \times (44 \div MM_s)$$

où :

S représente la quantité de sorbent — notamment le carbonate de calcium (CaCO₃) —, exprimée en tonnes,

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

MM_s la masse moléculaire du sorbant, laquelle est 100 si le sorbant est du CaCO₃.

Higher heating value**(2)** The higher heating value of a fuel is to be measured**(a)** for a gaseous fuel,**(i)** in accordance with the following standards, as applicable**(A)** ASTM D1826-94(2017), entitled *Standard Test Method for Calorific (Heating) Value of Gases in Natural Gas Range by Continuous Recording Calorimeter*,**(B)** ASTM D3588-98(2017), entitled *Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels*,**(C)** ASTM D4891-13, entitled *Standard Test Method for Heating Value of Gases in Natural Gas and Flare Gases Range by Stoichiometric Combustion*,**(D)** Gas Processors Association Standard 2172 - 14, entitled *Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, Compressibility and Theoretical Hydrocarbon Liquid Content for Natural Gas Mixtures for Custody Transfer*, and**(E)** Gas Processors Association Standard 2261 - 13, entitled *Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography*, or**(ii)** by means of a direct measuring device that measures 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 higher heating values; and**(b)** for a liquid fuel that is**(i)** an oil or a liquid fuel derived from waste, in accordance with**(A)** ASTM D240-17, entitled *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter*, or**(B)** ASTM D4809-13, entitled *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method)*, and**(ii)** any other liquid fuel type, in accordance with an applicable ASTM standard for the measurement of the higher heating value of the fuel type or, if no such ASTM standard applies, in accordance with an applicable internationally recognized method.**Pouvoir calorifique supérieur****(2)** Le pouvoir calorifique supérieur d'un combustible est déterminé :**a)** dans le cas des combustibles gazeux :**(i)** soit conformément à l'une ou l'autre des normes ci-après applicable au combustible en cause :**(A)** la norme ASTM D1826-94(2017) intitulée *Standard Test Method for Calorific (Heating) Value of Gases in Natural Gas Range by Continuous Recording Calorimeter*,**(B)** la norme ASTM D3588-98(2017) intitulée *Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels*,**(C)** la norme ASTM D4891-13 intitulée *Standard Test Method for Heating Value of Gases in Natural Gas and Flare Gases Range by Stoichiometric Combustion*,**(D)** la norme 2172-14 de la Gas Processors Association intitulée *Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, Compressibility and Theoretical Hydrocarbon Liquid Content for Natural Gas Mixtures for Custody Transfer*,**(E)** la norme 2261-13 de la Gas Processors Association intitulée *Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography*,**(ii)** soit à l'aide d'un instrument de mesure directe, mais s'il ne détermine que le pouvoir calorifique inférieur, celui-ci est converti en pouvoir calorifique supérieur;**b)** dans le cas des combustibles liquides :**(i)** s'agissant d'huiles et de dérivés de déchets, conformément à l'une ou l'autre des normes suivantes :**(A)** la norme ASTM D240-17 intitulée *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter*,**(B)** la norme ASTM D4809-13 intitulée *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method)*,**(ii)** s'agissant d'autres combustibles liquides, conformément à la norme ASTM applicable au type de combustible en cause ou, en l'absence d'une telle norme, conformément à toute méthode applicable qui est reconnue à l'échelle internationale.

Multiple CEMS per unit

11 (1) For the purposes of sections 9 and 10, the total quantity of CO₂ emissions from a unit equipped with multiple CEMS is determined by adding together the quantity of CO₂ emissions measured for each CEMS.

Units sharing common stack

(2) If a unit is located at a facility where there is one or more other units and a CEMS measures emissions from that unit and 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 is determined based on the ratio of the heat input of that unit to the total of the heat input of that unit and of all of those other units sharing the common stack in accordance with the formula

$$\left[\frac{\sum_{j=1}^y Q_{u,j} \times \text{HHV}_{u,j}}{\sum_{i=1}^x \sum_{j=1}^y Q_{i,j} \times \text{HHV}_{i,j}} \right] \times E$$

where

Q_{u,j} is the quantity of fuel type “j” combusted in that unit “u” during the calendar year, determined

(a) for a gaseous fuel, in the same manner as the one used in the determination of V_f in the formula set out in paragraph 14(1)(a) and expressed in m³ at standard conditions,

(b) for a liquid fuel, in the same manner as the one used in the determination of V_f in the formula set out in paragraph 14(1)(b) and expressed in kL, and

(c) for a solid fuel, in the same manner as the one used in the determination of M_f in the formula set out in paragraph 14(1)(c) and expressed in tonnes;

HHV_{u,j} is the higher heating value for each fossil fuel type “j” that is combusted in that unit “u” that is measured in accordance with subsection 10(2), or the default higher heating value, set out in column 2 of Schedule 3, for the fuel type, as set out in column 1;

j is the jth fuel type combusted during the calendar year in a unit where “j” goes from 1 to y and where y is the number of those fuel types;

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

HHV_{i,j} is the higher heating value for each fossil fuel type “j” that is combusted in that unit “i” that is measured in accordance with subsection 10(2), or the default higher heating value, set out in

Plusieurs SMECE par groupe

11 (1) Pour l'application des articles 9 et 10, la quantité totale d'émissions de CO₂ par tout groupe doté de plusieurs SMECE est égale à la somme des quantités d'émissions de CO₂ mesurées pour chaque SMECE.

Plusieurs groupes utilisant une cheminée commune

(2) Si le groupe est situé à une installation où sont situés un ou plusieurs autres groupes, et qu'un SMECE est utilisé pour mesurer les émissions de ce groupe et celles d'autres 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 est calculée en fonction de la proportion de l'apport de chaleur du groupe en cause par rapport à celui de l'ensemble des groupes qui utilisent la cheminée commune, conformément à la formule suivante :

$$\left[\frac{\sum_{j=1}^y Q_{g,j} \times \text{HHV}_{g,j}}{\sum_{i=1}^x \sum_{j=1}^y Q_{i,j} \times \text{HHV}_{i,j}} \right] \times E$$

où :

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

a) pour les combustibles gazeux, de la même façon que la variable V_c dans la formule prévue à l'alinéa 14(1)a), cette quantité étant exprimée en m³ et mesurée dans des conditions normales,

b) pour les combustibles liquides, de la même façon que la variable V_c dans la formule prévue à l'alinéa 14(1)b), cette quantité étant exprimée en kL,

c) pour les combustibles solides, de la même façon que la variable M_c dans la formule prévue à l'alinéa 14(1)c), cette quantité étant exprimée en tonnes;

HHV_{g,j} le pouvoir calorifique supérieur pour chaque type de combustible fossile de type « j » brûlé par le groupe « g », celui-ci étant déterminé conformément au paragraphe 10(2) ou mentionné à la colonne 2 de l'annexe 3 pour le type de combustible visé à la colonne 1;

j le j^e type de combustible brûlé au cours de l'année civile par le groupe, où « j » est un chiffre de 1 à y, « y » étant le nombre de types de combustible;

Q_{i,j} la quantité de combustible du type « j » brûlé par chaque groupe « i » au cours de l'année civile, déterminée pour les combustibles gazeux, les combustibles liquides et les combustibles solides, respectivement, de la manière prévue pour la variable Q_{g,j};

HHV_{i,j} le pouvoir calorifique supérieur pour chaque type de combustible fossile de type « j » brûlé

column 2 of Schedule 3, for the fuel type, as set out in column 1;

- i** is the i^{th} unit, where “ i ” goes from 1 to x , and where x is the number of units that share a common stack; and
- E** is the quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes, from the combustion of all fuels in all the units that share a common stack during the calendar year, measured by a CEMS at the common stack, and calculated in accordance with Sections 7.1 to 7.7 of the Reference Method.

If using CEMS

12 (1) If a CEMS is being used to measure CO₂ emissions, the responsible person must ensure that the requirements set out in the Reference Method are met.

Certification of CEMS

(2) The responsible person must certify the CEMS in accordance with Section 5 of the Reference Method, before it is used for the purposes of these Regulations.

Auditor’s report

(3) For each calendar year during which the responsible person used a CEMS, they must obtain a report, signed by the auditor, that contains the information required by Schedule 4 and submit that report to the Minister with the annual report referred to in subsection 24(1).

Fuel-based Method

Quantification

13 The quantity of CO₂ emissions resulting from the combustion of fossil fuels in a unit in a calendar year is determined by the formula

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

where

- i** is the i^{th} fossil fuel type that is combusted in the calendar year in a unit, where “ i ” goes from 1 to n and where n is the number of those fossil fuel types;
- E_i** is the quantity of CO₂ emissions that is attributable to the combustion of fossil fuels of type “ i ” in the unit in the calendar year, expressed in tonnes, as determined for that fuel type in accordance with section 14; and

par chaque groupe « i », celui-ci étant déterminé conformément au paragraphe 10(2) ou mentionné à la colonne 2 de l’annexe 3 pour le type de combustible visé à la colonne 1;

- i** le i^{e} groupe, où « i » est un chiffre de 1 à x , « x » étant le nombre de groupes qui utilisent la cheminée commune;
- E** la quantité, exprimée en tonnes, d’émissions de CO₂ provenant de la combustion de tous les combustibles par tous les groupes qui utilisent la cheminée commune au cours de l’année civile, mesurée par un SMECE installé à la cheminée commune et calculée conformément aux sections 7.1 à 7.7 de la méthode de référence.

Utilisation d’un SMECE

12 (1) La personne responsable qui utilise un SMECE pour mesurer les émissions de CO₂ veille à ce que les exigences prévues dans la méthode de référence soient suivies.

Homologation du SMECE

(2) La personne responsable homologue le SMECE conformément à la section 5 de la méthode de référence avant son utilisation pour l’application du présent règlement.

Rapport du vérificateur

(3) Pour chaque année civile au cours de laquelle la personne responsable a utilisé un SMECE, elle obtient un rapport comportant les renseignements requis à l’annexe 4, signé par le vérificateur, et le transmet au ministre avec le rapport annuel prévu au paragraphe 24(1).

Quantification fondée sur le combustible brûlé

Quantification

13 La quantité d’émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles par un groupe, au cours d’une année civile, est calculée conformément à la formule suivante :

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

où :

- i** représente le i^{e} type de combustible fossile brûlé par le groupe au cours de l’année civile, où « i » est un chiffre de 1 à n , « n » étant le nombre de types de combustible fossile brûlé;
- E_i** la quantité d’émissions de CO₂, exprimée en tonnes, qui est attribuable à la combustion de combustibles

E_s is the quantity of CO₂ emissions that is released from the sorbent used to control the emission of sulphur dioxide from the unit in the calendar year, expressed in tonnes, as determined by the formula

$$S \times R \times (44 \div MM_s)$$

where

S is the quantity of sorbent material, such as calcium carbonate (CaCO₃), expressed in tonnes,

R is the stoichiometric ratio, on a mole fraction basis, of CO₂ released on usage of 1 mole of sorbent material, which is equal to 1 if the sorbent material is CaCO₃, and

MM_s is the molecular mass of the sorbent material, which is equal to 100 if the sorbent material is CaCO₃.

Measured carbon content

14 (1) The quantity of CO₂ emissions that is attributable to the combustion of a fossil fuel in a unit in a calendar year is determined by one of the following formulas, as applicable

(a) for a gaseous fuel,

$$V_f \times CC_A \times (MM_A \div MV_{cf}) \times 3.664 \times 0.001$$

where

V_f is the volume of the fuel combusted in the calendar year, determined using flow meters, expressed in m³, at standard conditions,

CC_A is the weighted average of the carbon content of the fuel, determined in accordance with subsection (2), expressed in kg of carbon per kg of the fuel,

MM_A is the average molecular mass of the fuel, determined based on fuel samples taken in accordance with section 21, expressed in kg per kg-mole of the fuel, and

MV_{cf} is the molar volume conversion factor of 23.645 m³, at standard conditions, per kg-mole of the fuel at standard conditions;

(b) for a liquid fuel,

$$V_f \times CC_A \times 3.664$$

where

V_f is the volume of the fuel combusted in the calendar year, determined using flow meters, expressed in kL, and

fossiles de type « i » par le groupe au cours de l'année civile et qui est calculée selon le type de combustible conformément à l'article 14;

E_s la quantité d'émissions de CO₂, exprimée en tonnes, qui provient du sorbent utilisé pour contrôler les émissions de dioxyde de soufre par le groupe au cours de l'année civile et qui est calculée conformément à la formule suivante :

$$S \times R \times (44 \div MM_s)$$

où :

S représente la quantité de sorbent — tel que le carbonate de calcium (CaCO₃) —, exprimée en tonnes,

R le rapport stœchiométrique — selon la fraction molaire — de CO₂ attribuable à une mole de sorbent, lequel est de 1 si le sorbent est du CaCO₃,

MM_s la masse moléculaire du sorbent, laquelle est de 100 si le sorbent est du CaCO₃.

Contenu en carbone mesuré

14 (1) La quantité d'émissions de CO₂ qui est attribuable à la combustion de combustibles fossiles par le groupe au cours d'une année civile est calculée conformément à celle des formules ci-après qui s'applique :

a) dans le cas de combustibles gazeux :

$$V_c \times CC_M \times (MM_M \div MV_{fc}) \times 3,664 \times 0,001$$

où :

V_c représente le volume du combustible brûlé au cours de l'année civile, exprimé en m³ et mesuré dans des conditions normales et déterminé à l'aide de débitmètres,

CC_M la moyenne pondérée du contenu en carbone du combustible, exprimée en kg de carbone par kg de combustible, calculée conformément au paragraphe (2),

MM_M la masse moléculaire moyenne du combustible, exprimée en kg par kg-mole de combustible, déterminée à partir des échantillons de combustible prélevés conformément à l'article 21,

MV_{fc} le facteur de conversion du volume molaire, soit 23,645 m³, mesuré dans des conditions normales, par kg-mole de combustible mesuré dans des conditions normales;

b) dans le cas de combustibles liquides :

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

où :

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

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

(c) for a solid fuel,

$$M_f \times CC_A \times 3.664$$

where

M_f is the mass of the fuel combusted in the calendar year, determined, as the case may be, on a wet or dry basis using a measuring device, expressed in tonnes, and

CC_A is the weighted average of the carbon content of the fuel, determined in accordance with subsection (2), on the same wet or dry basis as that used in the determination of M_f , expressed in kg of carbon per kg of the fuel.

Weighted average

(2) The weighted average “CC_A” referred to in paragraphs (1)(a) to (c) is determined by the 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 each sample or composite sample, as the case may be, of the fuel for the i^{th} sampling period, expressed for gaseous fuels, liquid fuels and solid fuels, respectively, in the same unit of measure as that set out in CC_A, as provided by the supplier of the fuel to the responsible person or, if not so provided, as determined by the responsible person in the following manner:

(a) for a gaseous fuel,

(i) in accordance with the following standards for the measurement of the carbon content of the fuel, as applicable

(A) ASTM D1945-14, entitled *Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography*,

(B) ASTM UOP539-12, entitled *Refinery Gas Analysis by Gas Chromatography*,

(C) ASTM D7833-14, entitled *Standard Test Method for Determination of Hydrocarbons and Non-Hydrocarbon Gases in Gaseous Mixtures by Gas Chromatography*, and

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

c) 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, 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 du combustible, exprimée en kg de carbone par kg de combustible et calculée conformément au paragraphe (2) sur la même base sèche ou humide que celle qui a été choisie pour déterminer la variable M_c .

Moyenne pondérée

(2) La moyenne pondérée « CC_M » visée aux alinéas (1)a) à c) est calculée conformément à 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 de chaque échantillon ou échantillon composite, selon le cas, de combustible pour la i^{e} période d'échantillonnage, exprimé pour un combustible gazeux, liquide et solide, respectivement, dans la même unité de mesure que celle prévue pour la variable CC_M, qui soit est fourni à la personne responsable par le fournisseur du combustible, ou sinon, qui est établi par la personne responsable de la façon suivante :

a) dans le cas des combustibles gazeux :

(i) soit conformément à l'une des normes applicables ci-après qui permet d'en mesurer le contenu en carbone :

(A) la norme ASTM D1945-14 intitulée *Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography*,

(B) la norme ASTM UOP539-12 intitulée *Refinery Gas Analysis by Gas Chromatography*,

(C) la norme ASTM D7833-14 intitulée *Standard Test Method for Determination of Hydrocarbons and Non-Hydrocarbon*

(D) API Technical Report 2572, 1st edition, published in May 2013 and entitled *Carbon Content, Sampling, and Calculation*, or

(ii) by means of a direct measuring device that measures the carbon content of the fuel,

(b) for a liquid fuel, in accordance with the following standards or methods for the measurement of the carbon content of the fuel, as applicable

(i) API Technical Report 2572, 1st edition, published in May 2013 and entitled *Carbon Content, Sampling, and Calculation*,

(ii) ASTM D5291-16, entitled *Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants*,

(iii) the ASTM standard that applies to the type of fuel, or

(iv) if no ASTM standard applies, an applicable internationally recognized method, and

(c) for a solid fuel, on the same wet or dry basis as that used in the determination of CC_A , in accordance with,

(i) for a solid fuel derived from waste, ASTM E777-08, entitled *Standard Test Method for Carbon and Hydrogen in the Analysis Sample of Refuse-Derived Fuel*, and

(ii) for any other solid fuel, the following standard or method for the measurement of the carbon content of the fuel, as applicable:

(A) the ASTM standard that applies to the type of fuel, and

(B) if no ASTM standard applies, an applicable internationally recognized method;

i is the i^{th} sampling period that is referred to in section 21, where “ i ” goes from 1 to n and where n is the number of those sampling periods; and

Q_i is the volume or mass, as the case may be, of the fuel combusted during the i^{th} sampling period, expressed

(a) in m^3 , at standard conditions, for a gaseous fuel,

(b) in kL for a liquid fuel, and

(c) in tonnes for a solid fuel, on the same wet or dry basis as that used in the determination of CC_A .

Gases in Gaseous Mixtures by Gas Chromatography,

(D) le document intitulé API Technical Report 2572, *Carbon Content, Sampling, and Calculation*, 1^{re} édition, publié en mai 2013,

(ii) soit à l’aide d’un instrument de mesure directe,

b) dans le cas des combustibles liquides, conformément à l’une des normes ou méthodes applicables ci-après qui permet d’en mesurer le contenu en carbone :

(i) le document intitulé API Technical Report 2572, *Carbon Content, Sampling, and Calculation*, 1^{re} édition, publié en mai 2013,

(ii) la norme ASTM D5291-16 intitulée *Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants*,

(iii) la norme ASTM applicable au type de combustible,

(iv) en l’absence d’une norme ASTM, toute méthode applicable qui est reconnue à l’échelle internationale,

c) dans le cas des combustibles solides, sur la même base sèche ou humide que celle qui a été choisie pour déterminer la variable CC_M et :

(i) s’agissant de combustibles solides dérivés de déchets, conformément à la norme ASTM E777-08 intitulée *Standard Test Method for Carbon and Hydrogen in the Analysis Sample of Refuse-Derived Fuel*,

(ii) s’agissant d’autres combustibles solides, conformément à la norme ou méthode ci-après qui permet d’en mesurer le contenu en carbone :

(A) la norme ASTM applicable au type de combustible,

(B) en l’absence d’une telle norme, toute méthode applicable qui est reconnue à l’échelle internationale;

i la i^{e} période d’échantillonnage visée à l’article 21 où « i » est un chiffre de 1 à n , « n » étant le nombre de ces périodes d’échantillonnage;

Q_i le volume ou la masse, selon le cas, du combustible brûlé au cours de la i^{e} période d’échantillonnage, exprimé :

a) exprimé en m^3 et mesuré dans des conditions normales, pour les combustibles gazeux,

b) exprimé en kL, pour les combustibles liquides,

c) exprimé en tonnes, pour les combustibles solides, sur la même base sèche ou humide que celle qui a été choisie pour déterminer la variable CC_M .

Useful Thermal Energy

Emissions – useful thermal energy (E_{th})

15 The quantity of CO₂ emitted by the unit attributable to the production of useful thermal energy by the unit is determined by the formula

$$H_{pnet} \times b_{EI}$$

where

H_{pnet} is the net useful thermal energy, expressed in GJ, determined by the formula:

$$\sum_{t=1}^x \left[\sum_{i=1}^n \{h_{out,i} \times M_{out,i}\} - \sum_{j=1}^m \{h_{in,j} \times M_{in,j}\} \right]_t$$

where

t is the t^{th} hour, where “t” goes from 1 to x and where x is the total number of hours during which the unit produced useful thermal energy in the calendar year,

i is the i^{th} heat stream exiting the unit, where “i” goes from 1 to n and where n is the total number of heat streams exiting the unit,

$h_{out,i}$ is the average specific enthalpy of the i^{th} heat stream exiting the unit, expressed in GJ/tonne, during period “t” and must be based on the measurement of the temperature and pressure of that heat stream and determined using a continuous measuring device,

$M_{out,i}$ is the mass flow of the i^{th} heat stream exiting the unit, expressed in tonnes, during period “t”, determined using a continuous measuring device,

j is the j^{th} heat stream, other than condensate return, entering the unit, where “j” goes from 1 to m and where m is the total number of heat streams entering the unit,

$h_{in,j}$ is the average specific enthalpy of the j^{th} heat stream, other than condensate return, entering the unit, expressed in GJ/tonne, during period “t” and must be based on the measurement of the temperature and pressure of that heat stream and determined using a continuous measuring device,

$M_{in,j}$ is the mass flow of the j^{th} heat stream, other than condensate return, entering the unit,

Énergie thermique utile

Émissions – énergie thermique utile (E_{th})

15 La quantité des émissions de CO₂ par un groupe qui est attribuable à la production d'énergie thermique utile est déterminée conformément à la formule suivante :

$$H_{pnette} \times b_{EI}$$

où :

H_{pnette} représente la quantité d'énergie thermique utile nette, exprimée en GJ, déterminée conformément à la formule suivante :

$$\sum_{t=1}^x \left[\sum_{i=1}^n \{h_{sort,i} \times M_{sort,i}\} - \sum_{j=1}^m \{h_{intr,j} \times M_{intr,j}\} \right]_t$$

où :

t représente la t^e heure, où « t » est un chiffre de 1 à x, « x » étant le nombre total d'heures au cours desquelles le groupe a produit de l'énergie thermique utile au cours de l'année civile,

i le i^e flux calorifique sortant du groupe, où « i » est un chiffre de 1 à n, « n » étant le nombre total de flux calorifiques sortants,

$h_{sort,i}$ l'enthalpie spécifique moyenne au cours de la période « t » du i^e flux calorifique sortant du groupe, exprimée en GJ/tonne et déterminée au moyen d'un instrument de mesure en continu selon les mesures de la température et de la pression de ce i^e flux calorifique,

$M_{sort,i}$ le débit massique au cours de la période « t » du i^e flux calorifique sortant du groupe, exprimé en tonnes et déterminé au moyen d'un instrument de mesure en continu,

j le j^e flux calorifique, autre que le flux de condensat de retour, entrant dans le groupe, où « j » est un chiffre de 1 à m, « m » étant le nombre total de flux calorifiques entrants,

$h_{intr,j}$ l'enthalpie spécifique moyenne au cours de la période « t » du j^e flux calorifique, autre que le flux de condensat de retour, entrant dans le groupe, exprimée en GJ/tonne et déterminée au moyen d'un instrument de mesure en continu selon les mesures de la température et de la pression de ce j^e flux calorifique,

$M_{intr,j}$ le débit massique au cours de la période « t » du j^e flux calorifique, autre que le flux de

expressed in tonnes, during period “t” and determined using a continuous measuring device; and

b_{Ei} is the emission intensity of a reference boiler, set to 0.0556 tonnes of CO₂/GJ.

Carbon Capture and Storage

Emissions captured and stored (E_{ccs})

16 The quantity of CO₂ that is captured from the unit during the calendar year and stored in a storage project is determined by the formula

$$E_u \times (E_{cap} \div E_{in})$$

where

E_u is the value of E_u in subsection 8(1);

E_{cap} is the quantity of CO₂ emissions that is the portion of E_{in} that has been captured and subsequently stored, during the calendar year, in a storage project that meets the criteria set out in subsection 8(4), expressed in tonnes, determined by means of direct measuring devices that measure the flow of, and the concentration of CO₂ in, those emissions; and

E_{in} is the quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes, entering the carbon capture and storage system during the calendar year, determined using a CEMS, in accordance with Sections 7.1 to 7.7 of the Reference Method, that measures upstream of the carbon capture and storage system and that measures all emissions entering the carbon capture and storage system.

Hydrogen Fuel and Steam

Quantification of emissions (E_{ext})

17 (1) The quantity of CO₂ emitted from the production of the hydrogen fuel or steam used by the unit to generate electricity is determined by the formula

$$\sum_{k=1}^n \left(\frac{E_k}{P_k} \times Q_k \right)$$

where

E_k is the total annual CO₂ emissions that result from the total annual production of hydrogen fuel or from the total annual production of steam, expressed in tonnes, in the calendar year;

P_k is the total annual production of the hydrogen fuel, expressed in m³ at standard conditions, or steam, expressed in GJ, in a calendar year, determined using a continuous measuring device;

condensat de retour, entrant dans le groupe, exprimé en tonnes et déterminé au moyen d'un instrument de mesure en continu,

b_{Ei} l'intensité des émissions d'une chaudière de référence, fixée à 0,0556 tonne CO₂/GJ.

Captage et de stockage de carbone

Émissions captées et stockées (E_{csc})

16 La quantité des émissions de CO₂ qui est captée d'un groupe et stockée dans le cadre d'un projet de stockage au cours d'une année civile est déterminée conformément à la formule suivante :

$$E_g \times (E_{cap} \div E_{in})$$

où :

E_g représente la valeur de la variable E_g visée au paragraphe 8(1);

E_{cap} la quantité d'émissions de CO₂ qui est la portion de E_{in} qui est captée et subséquemment stockée, au cours de l'année civile, par un projet de stockage qui respecte les critères prévus au paragraphe 8(4), exprimée en tonnes et déterminée à l'aide d'une mesure directe de leur débit et de leur concentration en CO₂;

E_{in} la quantité d'émissions de CO₂, exprimée en tonnes, entrant dans le système de captage et de stockage de carbone, au cours de l'année civile, déterminée à l'aide d'un SMECE, conformément aux sections 7.1 à 7.7 de la méthode de référence, situé en amont du système de captage et de stockage de carbone et mesurant toutes les émissions entrant dans ce système.

Hydrogène et vapeur

Quantification des émissions (E_{ext})

17 (1) La quantité des émissions de CO₂ provenant de la production d'hydrogène ou de vapeur utilisé par le groupe pour produire de l'électricité est déterminée conformément à la formule suivante :

$$\sum_{k=1}^n \left(\frac{E_k}{P_k} \times Q_k \right)$$

où :

E_k représente la quantité totale des émissions annuelles de CO₂ provenant de la production annuelle totale d'hydrogène ou de la production annuelle totale de vapeur, exprimée en tonnes, au cours d'une année civile;

P_k la production annuelle totale d'hydrogène, exprimée en m³ et mesurée dans des conditions normales, ou de vapeur, exprimée en GJ, au cours de l'année civile, déterminée à l'aide d'un dispositif de mesure en continu;

- Q_k is the quantity of hydrogen, expressed in m^3 at standard conditions, or purchased or transferred steam, expressed in GJ, used by the unit to generate electricity, during the calendar year, determined using a continuous measuring device; and
- k is the k^{th} stream of hydrogen or steam, with “ k ” going from 1 to n , where n is the number of streams of hydrogen or steam that are used by the unit during the calendar year.

Quantification of E_k and P_k

(2) The responsible person must, if possible, obtain the quantity of E_k and P_k from the supplier of the hydrogen fuel or steam, quantified in accordance with section 10 of the GHGRP with respect to hydrogen production and with section 7 of the GHGRP with respect to electricity and heat production.

Variable R_{CO_2}

(3) For the purposes of subsection (2), the description of the element R_{CO_2} in Equation 10-2 of the GHGRP must be read as “CO₂ captured and permanently stored in a storage project that meets the criteria set out in paragraphs 8(4)(a) and (b) of these Regulations”.

Default value

(4) Despite subsection (2), the responsible person must replace the ratio $E_k \div P_k$ in the formula set out in subsection (1), with 0.08 tonnes of CO₂/GJ for both hydrogen and steam if

- (a) the production of hydrogen fuel does not occur at the facility at which the unit is located or the steam is purchased or transferred to the facility at which the unit is located; and
- (b) the responsible person is not able to get the information required to determine E_k or P_k from the supplier of the hydrogen fuel or steam.

Quantity of Electricity

Quantity of electricity

18 (1) The quantity of electricity generated by the unit is determined by the formula

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

where

G_{gross} is the gross quantity of electricity generated by the unit in the calendar year, expressed in GWh, measured at the electrical terminals of the generators of the unit using a meter that has received

Q_k la quantité d'hydrogène, exprimée en m^3 et mesurée dans des conditions normales, ou de vapeur achetée ou transférée, exprimée en GJ, utilisée par le groupe pour produire de l'électricité, au cours de l'année civile, déterminée à l'aide d'un dispositif de mesure en continu;

k le k^{e} flux d'hydrogène ou de vapeur, où « k » est un nombre de 1 à n , « n » étant le nombre de flux d'hydrogène ou de vapeur utilisés par le groupe, au cours de l'année civile.

Quantification des variables E_k et P_k

(2) La personne responsable obtient, dans la mesure du possible, les valeurs E_k et de P_k du fournisseur d'hydrogène ou de vapeur, lesquelles sont quantifiées conformément à la section 10 de la méthode d'ECCC en ce qui concerne l'hydrogène et conformément à la section 7 de la méthode d'ECCC en ce qui concerne la production d'électricité et de chaleur.

Variable R_{CO_2}

(3) Pour l'application du paragraphe (2), la description de la variable R_{CO_2} dans l'équation 10-2 de la méthode d'ECCC s'entend de « CO₂ capté et stocké dans un projet de stockage qui remplit les critères énumérés aux alinéas 8(4)a) et b) du présent règlement ».

Valeur par défaut

(4) Malgré le paragraphe (2), la personne responsable remplace le ratio $E_k \div P_k$ dans la formule prévue au paragraphe (1) par la valeur par défaut 0,08 tonne CO₂/GJ pour l'hydrogène et pour la vapeur si :

- a) d'une part, la production d'hydrogène n'a pas lieu dans l'installation où se trouve le groupe ou la vapeur est achetée ou transférée à l'installation où se trouve le groupe;
- b) d'autre part, la personne responsable n'est pas en mesure d'obtenir les renseignements requis pour déterminer les variables E_k et P_k auprès du fournisseur d'hydrogène ou de vapeur.

Quantité d'électricité

Quantité d'électricité

18 (1) La quantité d'électricité produite par un groupe est calculée conformément à la formule suivante :

$$G_{\text{brute}} - G_{\text{su}}$$

où :

G_{brute} représente la quantité brute d'électricité produite par le groupe au cours de l'année civile, exprimée en GWh et mesurée aux bornes électriques des générateurs du groupe à l'aide d'un

an approval referred to in subsection 9(4) of the *Electricity and Gas Inspection Act*; and

G_{ec} is the gross quantity of electricity generated by the unit during any period during the calendar year for which the Minister has issued an exemption under section 19 or an extension under section 20, expressed in GWh, measured at the electrical terminals of the generators of the unit using a meter that has received an approval referred to in subsection 9(4) of the *Electricity and Gas Inspection Act*.

Meter specifications

(2) The meters referred to in subsection (1) must be installed and used in accordance with the most current electricity specification relating to design, composition, construction and performance of the class, type or design of that meter referred to in subsection 12(1) of the *Electricity and Gas Inspection Regulations*, published on the Measurement Canada website as an electricity specification.

Emergency Circumstances

Application for exemption

19 (1) A responsible person, under an emergency circumstance described in subsection (2), may apply to the Minister for an exemption from subsections 6(1) to (3) in respect of a unit if, as a result of the emergency, the operator of the electricity system in the province in which the unit is located or an official of that province responsible for ensuring and supervising the electricity supply orders the responsible person to produce electricity to avoid a threat to the supply or to restore that supply.

Definition of emergency circumstance

(2) An emergency circumstance is a circumstance

(a) that arises due to an extraordinary, unforeseen and irresistible event; or

(b) under which one or more of the measures referred to in paragraph 1(a) of the *Regulations Prescribing Circumstances for Granting Waivers Pursuant to Section 147 of the Act* has been made or issued in the province where the unit is located.

Application — deadline and content

(3) The application for the exemption must be provided to the Minister within 15 days after the day on which the emergency circumstance arises. The application must include the information referred to in section 1 and paragraphs 2(a) to (d) of Schedule 1 or the unit's registration

compteur à l'égard duquel l'approbation visée au paragraphe 9(4) de la *Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz* a été délivrée;

G_{su} la quantité brute d'électricité produite par le groupe au cours de toute période pendant l'année civile qui est visée par une exemption accordée par le ministre en application de l'article 19 ou prolongée par celui-ci en application de l'article 20, exprimée en GWh et mesurée aux bornes électriques des générateurs du groupe à l'aide d'un compteur à l'égard duquel l'approbation visée au paragraphe 9(4) de la *Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz* a été délivrée.

Normes relatives aux compteurs

(2) Les compteurs visés au paragraphe (1) sont installés et utilisés de manière à ce que soient respectées les normes les plus récentes relatives à la conception, à la composition, à la construction et au fonctionnement auxquelles un compteur ou une catégorie, un type ou un modèle de compteur doit se conformer aux termes du paragraphe 12(1) du *Règlement sur l'inspection de l'électricité et du gaz*, publiées sur le site Internet de Mesures Canada à titre de norme en matière d'électricité.

Situations d'urgence

Demande d'exemption

19 (1) La personne responsable peut, dans une situation d'urgence visée au paragraphe (2), présenter au ministre une demande d'exemption de l'application des paragraphes 6(1) à (3) à l'égard d'un groupe si, en raison de la situation d'urgence, l'exploitant du réseau électrique de la province où le groupe est situé ou un responsable de cette province chargé d'assurer et de surveiller l'approvisionnement en électricité lui ordonne de produire de l'électricité afin de prévenir un danger pour l'approvisionnement en électricité ou de rétablir cet approvisionnement.

Définition de situation d'urgence

(2) Est une situation d'urgence la situation qui résulte de l'une des circonstances suivantes :

a) le cas de force majeure;

b) la circonstance dans laquelle au moins une 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.

Délai et contenu de la demande

(3) La demande d'exemption est présentée au ministre dans les quinze jours suivant la date du début de la situation d'urgence. Elle comporte les renseignements visés à l'article 1 et aux alinéas 2a) à d) de l'annexe 1 ou le numéro d'enregistrement du groupe, la date à laquelle la situation

number, the date on which the emergency circumstance arose and information, along with supporting documents, to demonstrate that the conditions set out in subsection (1) of this section are met.

Minister's decision

(4) If the Minister is satisfied that the conditions set out in subsection (1) are met, the Minister must, within 30 days after the day on which the application is received, grant the exemption.

Duration of exemption

(5) The exemption becomes effective on the day on which the emergency circumstance arises and ceases to have effect on the earliest of

- (a)** the 90th day after that day,
- (b)** the day specified by the Minister,
- (c)** the day on which the circumstance 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
- (d)** the day on which the measure, if any, referred to in paragraph (2)(b) ceases to have effect.

Application for extension of exemption

20 (1) If the conditions set out in subsection 19(1) will continue to exist after the day on which the exemption granted under paragraph 19(4) is to cease to have effect, the responsible person may, before that day, apply to the Minister for an extension of the exemption.

Contents of application

(2) The application must include

- (a)** the unit's registration number, assigned by the Minister, if applicable;
- (b)** the day on which the emergency circumstance began; and
- (c)** information, along with supporting documents that demonstrate that the conditions set out in subsection 19(1) will continue to exist after the day on which the exemption is to cease to have effect.

Minister's decision

(3) If the Minister is satisfied that the condition referred to in paragraph (2)(c) has been demonstrated, the Minister must grant the extension within 15 days after the day on which the application is received.

d'urgence a débuté et les renseignements établissant, documents à l'appui, que les conditions prévues au paragraphe (1) du présent article sont réunies.

Décision du ministre

(4) Le ministre fait droit à la demande d'exemption dans les trente jours suivant la date de réception de la demande s'il est convaincu que les conditions visées au paragraphe (1) sont réunies.

Durée de l'exemption

(5) L'exemption est valide à compter de la date du début de la situation d'urgence jusqu'à la première des dates ci-après à survenir :

- a)** la date à laquelle tombe le quatre-vingt-dixième jour suivant cette date;
- b)** la date fixée par le ministre;
- c)** la date à laquelle la circonstance visée à l'alinéa (2)a cesse d'entraîner une interruption ou un risque important d'interruption de l'approvisionnement en électricité dans la province où le groupe est situé;
- d)** la date à laquelle la mesure visée à l'alinéa (2)b cesse de s'appliquer.

Demande de prolongation de l'exemption

20 (1) Si les conditions prévues au paragraphe 19(1) persistent au-delà de la durée de l'exemption accordée au titre du paragraphe 19(4), la personne responsable peut, tant que l'exemption est valide, présenter au ministre une demande de prolongation de celle-ci.

Contenu de la demande

(2) La demande de prolongation comporte :

- a)** le cas échéant, le numéro d'enregistrement que lui a attribué le ministre;
- b)** la date du début de la situation d'urgence;
- c)** les renseignements établissant, documents à l'appui, que les conditions prévues au paragraphe 19(1) persistent au-delà de la durée de l'exemption accordée.

Décision du ministre

(3) Le ministre fait droit à la demande de prolongation dans les quinze jours suivant la date de réception de la demande s'il est convaincu que la condition prévue à l'alinéa (2)c) a été établie.

Duration of extension

- (4)** The extension ceases to have effect on the earliest of
- (a)** the 90th day 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 19(5)(c).

Sampling and Missing Data**Sampling**

21 (1) The determination of the value of the elements referred to in a formula in section 14 must be based on fuel samples taken in accordance with this section.

Carbon content provided by the supplier

(2) If the supplier of the fuel has provided the carbon content of the fuel and that carbon content has been determined in accordance with subsection 14(2), using the applicable sampling period and minimum sampling frequency set out in subsection (3), the responsible person may use that information rather than taking samples in accordance with subsection (3).

Frequency

(3) Each fuel sample must be taken at a time and location in the fuel handling system of the facility that provides the following representative samples of the fuel combusted at the applicable minimum frequency:

- (a)** for natural gas, during each sampling period consisting of each year that the unit generates electricity or produces useful thermal energy, two samples taken that year, with each of those samples being taken at least four months after any previous sample has been taken, in accordance with whichever of the following standard that applies:
 - (i)** ASTM D4057-12, entitled *Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products*,
 - (ii)** ASTM D4177-16e1, entitled *Standard Practice for Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products*,
 - (iii)** ASTM D5287-08(2015), entitled *Standard Practice for Automatic Sampling of Gaseous Fuels*, and
 - (iv)** ASTM F307-13, entitled *Standard Practice for Sampling Pressurized Gas for Gas Analysis*;

Durée de la prolongation

- (4)** La prolongation est valide jusqu'à la première des dates ci-après à survenir :
- a)** la date tombant le quatre-vingt-dixième jour suivant la date à laquelle la demande de prolongation a été présentée;
 - b)** la date fixée par le ministre;
 - c)** la date visée à l'alinéa 19(5)c).

Échantillonnage et données manquantes**Échantillonnage**

21 (1) La valeur des variables des formules visées à l'article 14 est déterminée à partir d'échantillons de combustible prélevés conformément au présent article.

Contenu en carbone fourni par le fournisseur

(2) Si le fournisseur du combustible lui a fourni le contenu en carbone du combustible et que ce contenu en carbone a été déterminé conformément au paragraphe 14(2) en utilisant la période d'échantillonnage et la fréquence d'échantillonnage minimale applicables précisées au paragraphe (3), la personne responsable peut utiliser cette information au lieu de prélever des échantillons conformément à ce paragraphe.

Fréquence

(3) Chaque prélèvement est effectué à un moment et à un point du système de manutention du combustible de l'installation permettant de fournir les échantillons représentatifs ci-après du combustible brûlé, à la fréquence minimale applicable :

- a)** s'agissant de gaz naturel, durant chaque période d'échantillonnage correspondant à chaque année au cours de laquelle le groupe produit de l'électricité ou de l'énergie thermique utile, deux échantillons prélevés au cours de cette année, à au moins quatre mois d'intervalle, selon la norme applicable suivante :
 - (i)** la norme ASTM D4057-12 intitulée *Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products*,
 - (ii)** la norme ASTM D4177-16e1 intitulée *Standard Practice for Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products*,
 - (iii)** la norme ASTM D5287-08(2015) intitulée *Standard Practice for Automatic Sampling of Gaseous Fuels*,
 - (iv)** la norme ASTM F307-13 intitulée *Standard Practice for Sampling Pressurized Gas For Gas Analysis*;

(b) for refinery gas, during each sampling period consisting of each day that the unit generates electricity or produces useful thermal energy, one sample per day that is taken at least six hours after any previous sample has been taken, in accordance with any applicable standard referred to in paragraph (a);

(c) for a type of liquid fuel or of a gaseous fuel other than refinery gas and natural gas, during each sampling period consisting of each month that the unit generates electricity or produces useful thermal energy, one sample per month that is taken at least two weeks after any previous sample has been taken, in accordance with any of the standards referred to in paragraph (a); and

(d) for a solid fuel, one composite sample per month that consists of sub-samples, each having the same mass, that are taken from the fuel that is fed for combustion during each week that begins in that month and during which the unit generates electricity or produces useful thermal energy, 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, and at least 72 hours after any previous sub-sample has been taken.

Additional samples

(4) Despite subsection (3), if the responsible person takes more samples or composite samples, as the case may be, than the minimum required and a determination is made on the carbon content of any of those samples or composite samples, using a method set out for CC_i in subsection 14(2) for that fuel type, the results of those determinations must be included in the determination of CC_A set out in subsection 14(2).

Missing data

22 (1) If, for any reason beyond the responsible person's control, any element of any formula in the Regulations cannot be determined because data required to determine it is missing for a given period in a calendar year, replacement data for that given period must be used to determine that value.

Replacement data — CEMS

(2) If a CEMS is used to determine the value of an element of a formula set out in sections 9 to 11 but data is missing for a given period, the replacement data must be obtained in accordance with Section 3.5.2 of the Reference Method.

Replacement data — non-CEMS

(3) If data, other than data referred to in subsection (2), required to determine the value of any element of a formula in these Regulations is missing for a given period, the replacement data is to be the average of the available

b) s'agissant de gaz de raffinerie, durant chaque période d'échantillonnage correspondant à chaque journée au cours de laquelle le groupe produit de l'électricité ou de l'énergie thermique utile, un échantillon de gaz de raffinerie par journée, prélevé au moins six heures après l'échantillon précédant, conformément à l'une des normes applicables visées à l'alinéa a);

c) s'agissant d'un type de combustible liquide ou gazeux autre que du gaz de raffinerie ou du gaz naturel, durant chaque période d'échantillonnage correspondant à chaque mois au cours duquel le groupe produit de l'électricité ou de l'énergie thermique utile, un échantillon de combustible par mois, prélevé à au moins deux semaines d'intervalle, conformément à l'une des normes visées à l'alinéa a);

d) s'agissant d'un combustible solide, un échantillon composite par mois établi à partir de sous-échantillons de même masse du combustible ayant servi à la combustion prélevés chaque semaine au cours de laquelle le groupe produit de l'électricité ou de l'énergie thermique utile et qui commence au cours du mois, après tout traitement du combustible, mais avant que celui-ci ne soit mélangé à d'autres combustibles, et à au moins soixante-douze heures d'intervalle.

Échantillons additionnels

(4) Malgré le paragraphe (3), si le nombre d'échantillons ou d'échantillons composites, selon le cas, prélevés dépasse le nombre minimal requis et qu'une détermination du contenu en carbone de ceux-ci est faite conformément à la formule prévue au paragraphe 14(2) pour déterminer la valeur de la variable CC_i pour le type de combustible en cause, la personne responsable tient compte des résultats de cette détermination pour déterminer la valeur de la variable CC_m prévue au paragraphe 14(2).

Données manquantes

22 (1) Si, pour une raison indépendante de la volonté de la personne responsable, il manque, pour une période donnée d'une année civile, des données pour déterminer une variable des formules prévues au présent règlement, des données de remplacement, établies pour cette période, sont utilisées à cette fin.

Variable déterminée à l'aide d'un SMECE

(2) Si un SMECE est utilisé pour déterminer une variable des formules prévues aux articles 9 à 11 et qu'il manque une donnée pour une période donnée, la donnée de remplacement est obtenue conformément à la section 3.5.2 de la méthode de référence.

Variable non déterminée à l'aide d'un SMECE

(3) Si des données, autres que celles visées au paragraphe (2), requises pour déterminer la valeur d'une variable d'une formule prévu au présent règlement sont manquantes pour une période donnée, la donnée de remplacement est

data for that element during the equivalent period prior to and, if the data is available, subsequent to that given period. However, if no data is available for that element for the equivalent period prior to that given period, the replacement data to be used is the value determined for that element during the equivalent period subsequent to the given period.

Replacement data — maximum days

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

Accuracy of Data

Measuring devices — installation, maintenance and calibration

23 (1) A responsible person must install, maintain and calibrate a measuring device, other than a continuous emission monitoring system and a measuring device that is subject to the *Electricity and Gas Inspection Act*, that is used for the purposes of these Regulations in accordance with the manufacturer's instructions or any applicable generally recognized national or international industry standard.

Frequency of calibration

(2) The responsible person must calibrate each of the measuring devices at the following frequencies:

- (a)** at least once in every calendar year but at least five months after a previous calibration; or
- (b)** the minimum frequency recommended by the manufacturer.

Accuracy of measurements

(3) The responsible person must use measuring devices that enable measurements to be made with a degree of accuracy of $\pm 5\%$.

Reporting

Annual reports

24 (1) Subject to subsection (3), beginning in the calendar year during which section 6 applies to the responsible person, that responsible person must submit an annual report with respect to the unit containing the information referred to in Schedule 2 for each calendar year the unit meets the criteria set out in section 3 of these Regulations.

la moyenne des données disponibles pour cette variable pour la période équivalente précédant la période en cause et, si les données sont disponibles, pour la période équivalente qui la suit. Toutefois, si aucune donnée n'est disponible pour cette variable pour la période équivalente précédant la période en cause, la donnée de remplacement est la valeur établie pour la variable pour la période équivalente qui suit cette période.

Données de remplacement — durée maximale

(4) Si une donnée n'est pas disponible au cours d'une ou plusieurs périodes données au cours de l'année civile en cause, une donnée de remplacement ne peut être fournie que pour un maximum de vingt-huit jours de cette année civile, répartis sur une ou plusieurs des périodes en cause.

Exactitude des données

Instruments de mesure — mise en place, entretien et étalonnage

23 (1) La personne responsable met en place, entretient et étalonne les instruments de mesure — autres que le système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions et que tout instrument de mesure assujéti à la *Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz* — utilisés pour l'application du présent règlement conformément aux instructions du fabricant ou à une norme applicable généralement reconnue par l'industrie à l'échelle nationale ou internationale.

Fréquence de l'étalonnage

(2) La personne responsable étalonne chacun des instruments de mesure à l'une ou l'autre des fréquences suivantes :

- a)** au moins une fois par année civile et à au moins cinq mois d'intervalle;
- b)** la fréquence minimale recommandée par le fabricant.

Exactitude des mesures

(3) La personne responsable utilise des instruments de mesure qui permettent la prise des mesures selon un degré d'exactitude de $\pm 5\%$.

Rapports

Rapports annuels

24 (1) Sous réserve du paragraphe (3), la personne responsable est tenue, à compter de la première année au cours de laquelle l'article 6 s'applique à elle, de transmettre au ministre un rapport annuel à l'égard du groupe comportant les renseignements énumérés à l'annexe 2 à l'égard de chaque année civile au cours de laquelle le groupe remplit les conditions prévues à l'article 3 du présent règlement.

June 1

(2) The responsible person must submit the annual report on or before June 1 of the calendar year that follows the calendar year that is the subject of the report.

Permanent cessation

(3) If a unit permanently ceases to generate electricity in a calendar year, the responsible person for the unit must submit to the Minister a notice, in writing, not later than 60 days after the day on which the unit ceases generating electricity, containing the information set out in Schedule 5. An annual report is not required to be submitted in respect of the calendar years following the calendar year in which the unit ceases generating electricity.

Change of information

25 If there is a change to any information submitted to the Minister in the registration report, the responsible person must notify the Minister of the change and provide the new information, in writing, not later than 60 days after the day on which the change is made.

Correcting error

26 A responsible person must, without delay, notify the Minister, in writing, of any error in the information in a report submitted in accordance with these Regulations and provide the corrected information.

Signature and submission – electronic

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

Paper report, notice and application

(2) If the Minister has not specified an electronic form or if the person is unable to submit 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, in the form specified by the Minister, if applicable, and be signed by the responsible person or their authorized official.

Records

Record

28 (1) A responsible person must make a record containing the following documents and information:

- (a)** any notice, declaration, application, attestation, report or information submitted to the Minister under these Regulations, along with supporting documents;
- (b)** measurements and calculations used to determine the value of an element of any formula set out in sections 7, 8, 10, 11 and 13 to 18, as applicable, along with

1^{er} juin

(2) La personne responsable transmet le rapport annuel au plus tard le 1^{er} juin de l'année civile qui suit l'année civile faisant l'objet du rapport.

Cessation définitive

(3) Si le groupe cesse définitivement de produire de l'électricité au cours de l'année civile, la personne responsable transmet au ministre un avis écrit contenant les renseignements visés à l'annexe 5 au plus tard soixante jours après la date à laquelle le groupe cesse sa production. Il n'est pas nécessaire de transmettre un rapport annuel à l'égard des années civiles suivant celle au cours de laquelle le groupe cesse sa production.

Modification aux renseignements

25 La personne responsable avise par écrit le ministre de toute modification apportée aux renseignements qui lui ont été fournis dans le rapport d'enregistrement et lui fournit les renseignements corrigés dans les soixante jours suivant le jour de la modification.

Correction d'erreur

26 La personne responsable, sans délai, avise par écrit le ministre de toute erreur dans les renseignements fournis dans un rapport transmis en application du présent règlement et lui fournit les renseignements corrigés.

Transmission et signature électroniques

27 (1) Les rapports et avis requis par le présent règlement et les demandes faites aux termes de celui-ci sont transmis électroniquement en la forme précisée par le ministre et portent la signature électronique de la personne responsable ou son agent autorisé.

Rapports, avis et demandes sur support papier

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

Dossier

Contenu du dossier

28 (1) La personne responsable constitue un dossier contenant les renseignements et documents suivants :

- a)** tout avis, attestation, déclaration, demande, rapport ou renseignement transmis au ministre en application du présent règlement, y compris les documents à l'appui;
- b)** le relevé des mesures et la description des calculs effectués pour déterminer la valeur d'une variable des

an indication of the standards or methods that were used to determine the value of the elements used in those formulas, along with supporting documents;

(c) an indication of the standards or methods referred to in the description of CC_i in subsection 14(1) for a sample of gaseous fuel, including a statement that indicates that a direct measuring device was used to determine that value;

(d) information demonstrating that an electricity 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 referred to in section 14 of that Act;

(e) the manufacturer's instructions for any measuring device used to determine any value or quantity in any section of these Regulations;

(f) information demonstrating that the requirements set out in section 23 are met;

(g) supporting documents that confirm the CEMS certification under subsection 12(2);

(h) any document, record or information referred to in Section 8 of the Reference Method, for each calendar year during which a responsible person used a CEMS;

(i) the results of the analysis of every sample taken in accordance with section 21, as well as the date that each sample was taken and an indication of the standards that were used to take representative samples of the fuel;

(j) if the supplier of hydrogen or steam has provided the quantity of E_k or P_k under subsection 17(2), the information provided by the supplier;

(k) if the supplier of fuel has provided the carbon content of that fuel under subsection 21(2), the information provided by the supplier;

(l) information demonstrating electricity generation capacity submitted in the registration report and each annual report; and

(m) if replacement data was used under section 22, information with respect to the reason replacement data was required, along with the replacement data that was used.

formules visées aux articles 7, 8, 10, 11 et 13 à 18, selon le cas, ainsi que la mention des normes ou des méthodes utilisées pour déterminer la valeur des variables de ces formules et les documents à l'appui;

c) la mention des normes ou des méthodes visées dans la description de la variable CC_i au paragraphe 14(2) pour un échantillon gazeux qui ont été utilisées et l'indication qu'un instrument de mesure directe a été utilisé à cette fin;

d) les renseignements établissant que les compteurs électriques 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 celle relative au certificat prévue à l'article 14 de cette loi;

e) les instructions du fabricant relatives à tout instrument de mesure utilisé pour déterminer toute valeur ou quantité aux termes du présent règlement;

f) les renseignements établissant que les exigences prévues à l'article 23 sont respectées;

g) les documents à l'appui qui confirment l'homologation du SMECE aux termes du paragraphe 12(2);

h) à l'égard de chaque année civile au cours de laquelle la personne responsable utilise un SMECE, les renseignements et les documents visés à la section 8 de la méthode de référence;

i) le résultat d'analyse de chaque échantillon prélevé conformément à l'article 21, ainsi que la date du prélèvement de chaque échantillon et la mention des normes qui ont été utilisées pour prendre les échantillons représentatifs du combustible;

j) si les valeurs de E_k et de P_k sont obtenues du fournisseur d'hydrogène ou de vapeur au titre du paragraphe 17(2), les renseignements obtenus du fournisseur;

k) si le contenu en carbone du combustible est obtenu du fournisseur du combustible au titre du paragraphe 21(2), les renseignements obtenus du fournisseur;

l) les renseignements établissant la capacité de production d'électricité indiquée dans le rapport d'enregistrement et dans chaque rapport annuel;

m) si des données de remplacement ont été utilisées en application de l'article 22, les renseignements établissant la raison pour laquelle les données étaient nécessaires ainsi que les données elles-mêmes.

Time limit

(2) The records must be made as soon as feasible but not later than 30 days after the day on which the information and documents to be included in it become available.

Retention of records, reports and notices

29 (1) A responsible person that is required under these Regulations to make a record or send a report or notice must keep the record or a copy of the report or notice, along with the supporting documents

(a) until the responsible person has submitted a notice of permanent cessation under subsection 24(3), with respect to documentation set out in Schedule 1; or

(b) for a period of seven years after the later of when the record is made or a report or notice is submitted to the Minister.

Location of records

(2) A record or copy must be kept at the responsible person's principal place of business in Canada or at any other place in Canada where it can be inspected. If the record or copy is kept at any of those other places, the responsible person must provide the Minister with a civic address of that other place.

Relocation of records

(3) If the records are moved, the responsible person must notify the Minister, in writing, of the civic address in Canada of the new location within 30 days after the day of the move.

Language of Documents

Language of documents

30 All documents required by these Regulations must be in English or French, or be accompanied by a translation in English or French and an affidavit of the translator attesting to the accuracy of the translation.

Délai

(2) Le dossier est constitué dès que possible, mais au plus tard trente jours après la date à laquelle les renseignements et documents devant y être consignés deviennent accessibles.

Conservation des dossiers, rapports et avis

29 (1) La personne responsable tenue, en application du présent règlement, de constituer un dossier ou de transmettre un rapport ou un avis conserve le dossier ou une copie du rapport ou de l'avis, ainsi que les documents à l'appui :

a) dans le cas des documents concernant les éléments énumérés à l'annexe 1, jusqu'à ce que la personne responsable transmette un avis de cessation définitive de production conformément au paragraphe 24(3);

b) dans les autres cas, pendant au moins sept ans après avoir constitué le dossier ou avoir transmis le rapport ou l'avis au ministre.

Lieu de conservation des dossiers

(2) Le dossier ou la copie de celui-ci sont conservés à l'établissement principal de la personne responsable au Canada ou en tout autre lieu au Canada où ils peuvent être examinés. Dans ce dernier cas, la personne responsable informe le ministre de l'adresse municipale du lieu.

Changement de lieu de conservation

(3) Si le lieu de conservation du dossier change, la personne responsable avise le ministre par écrit de l'adresse municipale du nouveau lieu dans les trente jours suivant la date du changement.

Langue des documents

Langue des documents

30 Les documents exigés par le présent règlement sont rédigés en français ou en anglais ou sont accompagnés d'une traduction française ou anglaise et d'une déclaration sous serment du traducteur qui en atteste la fidélité.

Consequential Amendment to the Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)

31 The schedule to the *Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)*¹ is amended by adding the following in numerical order:

	Column 1	Column 2
Item	Regulations	Provisions
42	<i>Clean Electricity Regulations</i>	(a) subsection 6(1) (b) subsection 6(2) (c) subsection 6(3)

Repeals

32 The *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations*² is repealed.

33 The *Regulations Limiting Carbon Dioxide Emissions from Natural Gas-fired Generation of Electricity*³ is repealed.

Coming into Force

January 1, 2025

34 (1) These Regulations, except sections 32 and 33, come into force on January 1, 2025.

January 1, 2035

(2) Section 32 comes into force on January 1, 2035.

January 1, 2045

(3) Section 33 comes into force on January 1, 2045.

Modification connexe au Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)

31 L'annexe du *Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*¹ est modifiée par adjonction, selon l'ordre numérique, de ce qui suit :

	Colonne 1	Colonne 2
Article	Règlement	Dispositions
42	<i>Règlement sur l'électricité propre</i>	a) paragraphe 6(1) b) paragraphe 6(2) c) paragraphe 6(3)

Abrogations

32 Le *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon*² est abrogé.

33 Le *Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel*³ est abrogé.

Entrée en vigueur

1^{er} janvier 2025

34 (1) Le présent règlement, sauf les articles 32 et 33, entre en vigueur le 1^{er} janvier 2025.

1^{er} janvier 2035

(2) L'article 32 entre en vigueur le 1^{er} janvier 2035.

1^{er} janvier 2045

(3) L'article 33 entre en vigueur le 1^{er} janvier 2045.

¹ SOR/2012-134

² SOR/2012-167

³ SOR/2018-261

¹ DORS/2012-134

² DORS/2012-167

³ DORS/2018-261

SCHEDULE 1

(Subsection 4(1), paragraph 4(2)(a), subsection 19(3), and paragraph 29(1)(a))

Registration Report — Information Required

1 The following information respecting the responsible person:

- (a)** an indication of whether they are the owner or operator of the unit and their name and civic address;
- (b)** the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, email address and fax number of their authorized official; and
- (c)** the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, email address and fax number of a contact person, if different from the authorized official.

2 The following information respecting the unit:

- (a)** for each responsible person for the unit, other than the responsible person referred to in paragraph 1(a), if any,
 - (i)** their name and civic address,
 - (ii)** an indication of whether they are an owner or operator, and
 - (iii)** in the case of an owner, their percentage of ownership interest;
- (b)** its name and civic address, if any;
- (c)** if applicable, its National Pollutant Release Inventory identification number assigned by the Minister for the purpose of section 48 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*;
- (d)** the year, determined in accordance with section 6(4) of these Regulations, in which it must meet the intensity limit;
- (e)** its commissioning date;
- (f)** the date each piece of equipment that comprises it started operating;
- (g)** the date on which the carbon capture and storage system equipment started operating, if applicable;
- (h)** its electricity generation capacity;
- (i)** its registration number, if any, assigned by the Minister under subsection 4(2) of the *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations*;

ANNEXE 1

(paragraphe 4(1), alinéa 4(2)a), paragraphe 19(3) et alinéa 29(1)a))

Rapport d'enregistrement — renseignements à fournir

1 Renseignements sur la personne responsable :

- a)** une mention portant qu'elle est le propriétaire ou l'exploitant du groupe, ainsi que ses nom et adresse municipale;
- b)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique de son agent autorisé;
- c)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique d'une personne-ressource, si celle-ci n'est pas l'agent autorisé.

2 Renseignements sur le groupe :

- a)** le cas échéant, à l'égard de chaque personne responsable du groupe autre que celle qui est mentionnée à l'alinéa 1a) :
 - (i)** ses nom et adresse municipale,
 - (ii)** une mention portant qu'elle est le propriétaire ou l'exploitant,
 - (iii)** dans le cas où elle est le propriétaire, le pourcentage du titre de participation dans ce groupe;
- b)** ses nom et adresse municipale, le cas échéant;
- c)** le cas échéant, le numéro d'identification que lui a attribué le ministre pour les besoins de l'inventaire national des rejets polluants établi en application de l'article 48 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*;
- d)** l'année déterminée en application du paragraphe 6(4) du présent règlement au cours de laquelle il est tenu de respecter la limite d'intensité d'émissions;
- e)** la date de sa mise en service;
- f)** pour chaque pièce d'équipement du groupe, la date à laquelle elle a commencé à fonctionner;
- g)** la date à laquelle l'équipement du système de capture et de stockage de carbone a commencé à fonctionner, s'il y a lieu;
- h)** sa capacité de production d'électricité;
- i)** le cas échéant, le numéro d'enregistrement que lui a attribué le ministre en vertu du paragraphe 4(2) du

(j) the unit's registration number, if any, assigned by the Minister under subsection 21(4) of the *Regulations Limiting Carbon Dioxide Emissions from Natural Gas-fired Generation of Electricity*;

(k) a process diagram of the unit that indicates, if applicable,

(i) major equipment, including boilers, combustion engines, duct burners and other combustion devices, heat recovery systems, steam turbines, generators and emission control devices and carbon capture and storage system equipment,

(ii) how the equipment referred to in subparagraph (i) is physically connected and operates together,

(iii) the unit boundaries used to identify the unit,

(iv) the electric flows crossing the unit boundaries, and

(v) if applicable, the heat streams crossing the unit boundaries and their average temperature, pressure and hourly mass flow rate; and

(l) if the unit contains a combustion engine, boiler or steam turbine that was previously contained in another unit registered under these Regulations,

(i) the registration number of the previous unit,

(ii) the electricity generation capacity of the combustion engine, that is part of the combustion equipment, or steam turbine, as applicable, and

(iii) the date on which the combustion engine, boiler or steam turbine started operating in the unit that is the subject of the report.

SCHEDULE 2

(Subsections 5(4) and 24(1))

Annual Report — Information Required

1 The unit's registration number, assigned by the Minister under subsection 4(3) of these Regulations.

Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité au charbon;

j) le cas échéant, le numéro d'enregistrement du groupe attribué par le ministre en application du paragraphe 21(4) du *Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel*;

k) un schéma de procédé illustrant, pour le groupe, s'il y a lieu :

(i) l'équipement principal, notamment les chaudières, moteurs à combustion, brûleurs de conduit ou autres dispositifs de combustion, systèmes de récupération de la chaleur, turbines à vapeur, générateurs ou dispositifs de contrôle des émissions,

(ii) comment tout équipement visé au sous-alinéa (i) est physiquement raccordé et fonctionne ensemble,

(iii) le périmètre utilisé pour identifier le groupe,

(iv) les flux électriques qui franchissent le périmètre du groupe,

(v) le cas échéant, les flux calorifiques qui franchissent le périmètre du groupe et leur température, leur pression et leur débit massique horaire moyens;

l) s'il comprend un moteur à combustion, une chaudière ou une turbine à vapeur qui étaient compris dans un groupe qui était déjà enregistré aux termes du présent règlement :

(i) le numéro d'enregistrement du groupe déjà enregistré,

(ii) la capacité de production d'électricité de tout moteur à combustion compris dans l'équipement de combustion, ou de toute turbine à vapeur, selon le cas,

(iii) la date à laquelle le moteur à combustion, la chaudière ou la turbine à vapeur du groupe qui fait l'objet du rapport a commencé à fonctionner.

ANNEXE 2

(paragaphes 5(4) et 24(1))

Rapport annuel — renseignements à fournir

1 Le numéro d'enregistrement du groupe attribué par le ministre en application du paragraphe 4(3) du présent règlement.

2 The following information for the calendar year:

- (a)** the number of hours during which the unit produced electricity; and
- (b)** with respect to a unit for which the Minister has issued an exemption under section 19 or an extension under section 20 of these Regulations,
 - (i)** the period for which the exemption or extension was issued,
 - (ii)** the number of hours during the period referred to in subparagraph (i) during which the unit operated.

3 The following information respecting the emission intensity referred to in section 7 of these Regulations:

- (a)** the emission intensity for the unit, expressed in tonnes of CO₂ per GWh;
- (b)** in respect of the quantity of CO₂ emissions from the combustion of fuels in the unit (E_u), if that quantity is
 - (i)** determined in accordance with section 9, 10 or 11 of these Regulations, the quantity determined in accordance with the applicable section, expressed in tonnes, and
 - (ii)** determined in accordance with section 13 of these Regulations,
 - (A)** the quantity determined in accordance with that section, expressed in tonnes,
 - (B)** the quantity of CO₂ emissions attributable to the combustion of a fossil fuel for each fossil fuel type (E_f), determined in accordance with section 14 of these Regulations, expressed in tonnes, and
 - (C)** the quantity of CO₂ emissions that is released from the sorbent (E_s), for each fossil fuel type, expressed in tonnes;
- (c)** for each type of fuel combusted in the unit
 - (i)** the type, and if that type is biomass, an explanation of how that it meets the definition *biomass* in subsection 2(1) of these Regulations, and
 - (ii)** the quantity of fuel combusted;

2 Renseignements à l'égard des éléments ci-après pour l'année civile :

- a)** le nombre d'heures pendant lesquelles le groupe a produit de l'électricité;
- b)** dans le cas d'un groupe visé par une exemption accordée en application de l'article 19 du présent règlement ou prolongée en application de l'article 20 de celui-ci :
 - (i)** la période à l'égard de laquelle l'exemption a été accordée ou prolongée,
 - (ii)** le nombre d'heures au cours de la période visée au sous-alinéa (i) durant lesquelles le groupe a fonctionné.

3 Renseignements sur l'intensité des émissions visée à l'article 7 du présent règlement :

- a)** l'intensité des émissions provenant du groupe, exprimée en tonnes de CO₂ par GWh;
- b)** à l'égard de la quantité d'émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles par le groupe (E_g) :
 - (i)** si elle est déterminée conformément aux articles 9, 10 ou 11 du présent règlement, la quantité déterminée conformément à l'article applicable, exprimée en tonnes,
 - (ii)** si elle est déterminée conformément à l'article 13 du présent règlement :
 - (A)** la quantité déterminée conformément à cet article, exprimée en tonnes,
 - (B)** la quantité d'émissions de CO₂ qui est attribuable à la combustion de combustibles fossiles à l'égard de chaque type de combustible brûlé (E_f), déterminée conformément à l'article 14 du présent règlement et exprimée en tonnes,
 - (C)** la quantité d'émissions de CO₂ qui provient du sorbant utilisé (E_s) à l'égard de chaque type de combustible brûlé, exprimée en tonnes;
- c)** à l'égard de chaque type de combustible brûlé par le groupe :
 - (i)** le type et, s'il s'agit de biomasse, une mention indiquant en quoi ce type est de la *biomasse* au sens du paragraphe 2(1) du présent règlement,
 - (ii)** la quantité brûlée;

(d) in respect of the quantity of electricity generated by the unit,

(i) that quantity determined in accordance with subsection 18(1) of these Regulations, expressed in GWh, and

(ii) the values determined for G_{gross} and G_{ec} in the formula set out in subsection 18(1) of these Regulations, expressed in GWh; and

(e) the weighted average of the carbon content of the fuel (CC_A), determined in accordance with subsection 14(2) of these Regulations, for each fuel combusted, along with an indication of which ASTM standard or method, including using a direct measuring device, was used for each calculation.

4 The following information with respect to the unit:

(a) the values determined for E_{th} , E_{ccs} , E_{ext} and E_{ec} in the formula set out in section 8 of these Regulations, expressed in tonnes;

(b) the values determined for H_{pnet} , h_{out_j} , M_{out_j} , h_{in_j} and M_{in_j} used to determine E_{th} in accordance with section 15 of these Regulations, expressed in GJ, tonnes, or GJ/tonne, as applicable;

(c) the values determined for E_{cap} and E_{in} , used to determine E_{ccs} in accordance with section 16 of these Regulations, expressed in tonnes;

(d) the values determined for E_k , P_k and Q_k , used to determine E_{ext} in accordance with section 17 of these Regulations, expressed in tonnes or GJ, as applicable;

(e) the values referred to in section 3 of this Schedule for any calculation done in accordance with subsection 8(2) of these Regulations;

(f) the result of the formula in subsection 18(1) of these Regulations, expressed in GWh;

(g) the value determined for G_{gross} in the formula set out in subsection 18(1) of these Regulations, expressed in GWh;

(h) the value determined for G_{ec} in the formula set out in subsection 18(1) of these Regulations, expressed in GWh; and

(i) its net exports, expressed in GWh, during the previous calendar year.

5 With respect to a unit for which the Minister has issued an exemption under section 19 or an extension under

d) à l'égard de la quantité d'électricité produite par le groupe :

(i) la quantité déterminée conformément au paragraphe 18(1) du présent règlement, exprimée en GWh,

(ii) la valeur déterminée pour les variables G_{brute} et G_{su} dans la formule prévue au paragraphe 18(1) du présent règlement, exprimée en GWh;

e) la moyenne pondérée du contenu en carbone du combustible (CC_M) dans la formule prévue au paragraphe 14(2) du présent règlement à l'égard de chaque type de combustible brûlé, ainsi que la mention des normes ASTM, méthodes et instruments de mesure qui ont été utilisés pour chaque calcul.

4 Pour tous les groupes :

a) les valeurs, exprimées en tonnes, déterminées pour les variables E_{th} , E_{ccs} , E_{ext} et E_{su} utilisées dans la formule visée à l'article 8 du présent règlement;

b) les valeurs, exprimées en GJ, GJ/tonnes ou tonnes selon le cas, déterminées pour les variables H_{pnette} , h_{sort_j} , M_{sort_j} , h_{intr_j} et M_{intr_j} utilisées dans la formule visée à l'article 15 du présent règlement pour déterminer la variable E_{th} ;

c) les valeurs, exprimées en tonnes, déterminées pour les variables E_{cap} et E_{in} utilisées dans la formule visée à l'article 16 du présent règlement pour déterminer la variable E_{ccs} ;

d) les valeurs, exprimées en tonnes ou GJ selon le cas, déterminées pour les variables E_k , P_k et Q_k utilisées dans la formule visée à l'article 17 du présent règlement pour déterminer la variable E_{ext} ;

e) les valeurs visées à l'article 3 de la présente annexe pour chaque calcul effectué au paragraphe 8(2) du présent règlement;

f) le résultat de la formule prévue au paragraphe 18(1) du présent règlement, exprimée en GWh;

g) la valeur, exprimée en GWh, déterminée pour la variable G_{brute} dans la formule prévue au paragraphe 18(1) du présent règlement;

h) la valeur, exprimée en GWh, déterminée pour la variable G_{su} dans la formule prévue au paragraphe 18(1) du présent règlement;

i) le solde exportateur au cours de l'année civile précédente.

5 Pour tout groupe visé par une exemption accordée en application de l'article 19 du présent règlement ou

section 20 of these Regulations, the duration of the emergency circumstance, including the date on which the circumstance arose and the date on which it ceased.

6 With respect to a unit referred to in subsection 6(2) of these Regulations,

(a) the year in which the carbon capture and storage system started operating and documents establishing that the captured CO₂ was captured, transported and stored in accordance with the requirements of subsection 8(4) of these Regulations, and

(b) documentation demonstrating that the unit operated at or below 30 tonnes/GWh for two periods of at least 12 continuous hours, with at least four months between those two periods, in the calendar year for which the annual report is submitted.

7 With respect to a unit referred to in subsection 6(3) of these Regulations, a statement that an exemption referred to in that subsection is being used for the calendar year.

8 If applicable, a copy of the auditor's report referred to in subsection 12(3) of these Regulations.

9 The following information respecting the replacement data referred to in section 22 of these Regulations that was used for a given period during the calendar year, if applicable:

(a) the reason why data required to determine the value of an element of a formula referred to in these Regulations was not obtained and how that reason was beyond the responsible person's control;

(b) the element of the formula for which data was not obtained and the date of the day on which the data was not obtained and, if that data was not obtained for a period of several days, the dates of the days on which the period begins and ends; and

(c) the value determined for the element referred to in paragraph (b) using replacement data, along with details of that determination, including

(i) the data used to make that determination for each period of one or more days,

(ii) the method used to obtain that replacement data, and

(iii) in the case of a determination of the value of an element referred to in subsection 22(3) of these Regulations, a justification for the given period being used as the basis of that determination.

prolongée en application de l'article 20 de celui-ci, la durée de la situation d'urgence, incluant la date à laquelle la situation a débuté et celle à laquelle elle a pris fin.

6 Renseignement à l'égard d'un groupe visé au paragraphe 6(2) du présent règlement :

a) l'année au cours de laquelle le système de captage et de stockage de carbone a commencé à opérer et les renseignements établissant, documents à l'appui, que les émissions de CO₂ ont été captées, transportées et stockées conformément au paragraphe 8(4) du présent règlement;

b) les documents établissant que le groupe a fonctionné à une intensité inférieure ou égale à 30 tonnes/GWh pendant deux périodes d'au moins douze heures consécutives, ces périodes étant séparées d'au moins quatre mois au cours de l'année civile à l'égard de laquelle le rapport annuel est soumis.

7 S'agissant d'un groupe visé au paragraphe 6(3) du présent règlement, une mention indiquant que l'exemption prévue à ce paragraphe est utilisée pour l'année civile.

8 Le cas échéant, une copie du rapport du vérificateur visé au paragraphe 12(3) du présent règlement.

9 Renseignements sur les données de remplacement utilisées pour une période donnée au cours de l'année civile en application de l'article 22, le cas échéant :

a) la raison pour laquelle les données nécessaires pour déterminer une variable des formules prévues au présent règlement n'ont pas été obtenues et une explication établissant en quoi cette raison est indépendante de la volonté de la personne responsable;

b) la variable de la formule pour laquelle les données n'ont pas été obtenues et la date du jour en cause et, s'il s'agit d'une période de plusieurs jours, la date du début de cette période et la date à laquelle elle a pris fin;

c) la valeur de la variable visée à l'alinéa b) déterminée à l'aide de données de remplacement, et des précisions sur la façon dont elle a été déterminée, notamment :

(i) les données utilisées au cours de toute période d'un ou de plusieurs jours pour faire cette détermination,

(ii) la méthode utilisée pour obtenir les données de remplacement,

(iii) dans le cas de la détermination d'une variable visée au paragraphe 22(3) du présent règlement, la raison qui justifie toute période utilisée pour cette détermination.

SCHEDULE 3

(Subsections 10(1) and 11(2))

List of Fuels and Default Higher Heating Value

Item	Column 1 Fuel type	Column 2 Default higher heating value	Column 3 Units
1	Distillate fuel oil No. 1	38.78	GJ/kL
2	Distillate fuel oil No. 2	38.50	GJ/kL
3	Distillate fuel oil No. 4	40.73	GJ/kL
4	Kerosene	37.68	GJ/kL
5	Liquefied petroleum gases (LPG)	25.66	GJ/kL
6	Propane ¹	25.31	GJ/kL
7	Propylene	25.39	GJ/kL
8	Ethane	17.22	GJ/kL
9	Ethylene	27.90	GJ/kL
10	Isobutane	27.06	GJ/kL
11	Isobutylene	28.73	GJ/kL
12	Butane	28.44	GJ/kL
13	Butylene	28.73	GJ/kL
14	Natural gasoline	30.69	GJ/kL
15	Motor gasoline	34.87	GJ/kL
16	Aviation gasoline	33.52	GJ/kL
17	Kerosene-type aviation	37.66	GJ/kL
18	Pipeline quality natural gas	0.03793	GJ/m ³ at standard conditions
19	Bituminous Canadian coal — Western	25.6	GJ/tonne
20	Bituminous Canadian coal — Eastern	27.9	GJ/tonne
21	Bituminous non-Canadian coal — U.S.	25.7	GJ/tonne
22	Bituminous non-Canadian coal — other countries	29.9	GJ/tonne
23	Sub-bituminous Canadian coal — Western	19.2	GJ/tonne
24	Sub-bituminous non-Canadian coal — U.S.	19.2	GJ/tonne
25	Coal — lignite	15.0	GJ/tonne
26	Coal — anthracite	27.7	GJ/tonne

ANNEXE 3

(paragraphe 10(1) et 11(2))

Liste des combustibles et pouvoir calorifique supérieur par défaut

Article	Colonne 1 Type de combustible	Colonne 2 Pouvoir calorifique supérieur par défaut	Colonne 3 Unité
1	Mazout léger n° 1	38,78	GJ/kL
2	Mazout léger n° 2	38,50	GJ/kL
3	Mazout lourd n° 4	40,73	GJ/kL
4	Kérosène	37,68	GJ/kL
5	Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	25,66	GJ/kL
6	Propane ¹	25,31	GJ/kL
7	Propylène	25,39	GJ/kL
8	Éthane	17,22	GJ/kL
9	Éthylène	27,90	GJ/kL
10	Isobutane	27,06	GJ/kL
11	Isobutylène	28,73	GJ/kL
12	Butane	28,44	GJ/kL
13	Butylène	28,73	GJ/kL
14	Essence naturelle	30,69	GJ/kL
15	Essence à moteur	34,87	GJ/kL
16	Essence aviation	33,52	GJ/kL
17	Kérosène type aviation	37,66	GJ/kL
18	Gaz naturel de qualité pipeline	0,03793	GJ/m ³ mesuré dans des conditions normales
19	Charbon bitumineux canadien — Ouest	25,6	GJ/tonne
20	Charbon bitumineux canadien — Est	27,9	GJ/tonne
21	Charbon bitumineux non canadien — É.-U.	25,7	GJ/tonne
22	Charbon bitumineux non canadien — autres pays	29,9	GJ/tonne
23	Charbon subbitumineux canadien — Ouest	19,2	GJ/tonne
24	Charbon subbitumineux non canadien — É.-U.	19,2	GJ/tonne
25	Charbon — lignite	15,0	GJ/tonne
26	Charbon — anthracite	27,7	GJ/tonne

Item	Column 1 Fuel type	Column 2 Default higher heating value	Column 3 Units
27	Coal coke and metallurgical coke	28.8	GJ/tonne
28	Petroleum coke from refineries	46.4	GJ/tonne
29	Petroleum coke from upgraders	40.6	GJ/tonne
30	Municipal solid waste	11.5	GJ/tonne
31	Tires	31.2	GJ/tonne
32	Diesel	38.3	GJ/kL
33	Light fuel oil	38.8	GJ/kL
34	Heavy fuel oil	42.5	GJ/kL
35	Ethanol	21	GJ/kL
36	Hydrogen	0.012289	GJ/m ³ at standard conditions

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

SCHEDULE 4

(Subsection 12(3))

CEMS Auditor's Report — Information Required

- 1** The unit's registration number, assigned by the Minister under subsection 4(3) of these Regulations.
- 2** The name, civic address and telephone number of the responsible person.
- 3** The name, civic address, telephone number and qualifications of the auditor and, if any, the auditor's email address and fax number.
- 4** 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 6.1 of the Reference Method; and

Article	Colonne 1 Type de combustible	Colonne 2 Pouvoir calorifique supérieur par défaut	Colonne 3 Unité
27	Coke de charbon et coke métallurgique	28,8	GJ/tonne
28	Coke de pétrole (raffineries)	46,4	GJ/tonne
29	Coke de pétrole (usines de valorisation)	40,6	GJ/tonne
30	Déchets solides municipaux	11,5	GJ/tonne
31	Pneus	31,2	GJ/tonne
32	Diesel	38,3	GJ/kL
33	Mazout léger	38,8	GJ/kL
34	Mazout lourd	42,5	GJ/kL
35	Éthanol	21	GJ/kL
36	Hydrogène	0,012289	GJ/m ³ mesuré dans des conditions normales

¹ Le pouvoir calorifique supérieur par défaut et le facteur d'émissions de CO₂ par défaut pour le propane s'appliquent uniquement au gaz propane pur. Pour l'application du présent règlement, les produits commerciaux vendus comme étant du propane sont réputés être du GPL.

ANNEXE 4

(paragraphe 12(3))

Rapport du vérificateur sur le SMECE — renseignements à fournir

- 1** Le numéro d'enregistrement du groupe attribué par le ministre en application du paragraphe 4(3) du présent règlement.
- 2** Les nom, adresse municipale et numéro de téléphone de la personne responsable.
- 3** 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.
- 4** Les procédures utilisées par le vérificateur pour évaluer :
 - a)** si l'utilisation du SMECE par la personne responsable était conforme au manuel d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité visé à la section 6.1 de la méthode de référence;

(b) the responsible person complied with the Reference Method and the CEMS met the specifications set out in the Reference Method, in particular, in its Sections 3 and 4.

5 A statement 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 6.1 of the Reference Method; and

(b) the responsible person complied with the Reference Method and the CEMS met the specifications set out in the Reference Method, in particular, in its Sections 3 and 4.

6 A statement of the auditor's opinion as to whether the responsible person has ensured that the Quality Assurance/Quality Control manual has been updated in accordance with Sections 6.1 and 6.5.2 of the Reference Method.

SCHEDULE 5

(subsection 24(3))

Permanent Cessation of Electricity Generation Report

1 The unit's registration number, assigned by the Minister under subsection 4(3) of these Regulations.

2 An attestation dated and signed by the responsible person or their authorized official that the unit has permanently ceased generating electricity.

3 The date on which the unit permanently ceased generating electricity.

b) si la personne responsable a suivi la méthode de référence et si le SMECE répondait aux spécifications qui y sont prévues, notamment aux sections 3 et 4.

5 Une déclaration du vérificateur portant qu'à son avis :

a) l'utilisation du SMECE par la personne responsable était conforme au manuel d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité visé à la section 6.1 de la méthode de référence;

b) la personne responsable a suivi la méthode de référence et le SMECE répondait aux spécifications qui y sont prévues, notamment aux sections 3 et 4.

6 Une déclaration du vérificateur portant qu'à son avis la personne responsable a veillé à ce que le manuel d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité soit mis à jour conformément aux sections 6.1 et 6.5.2 de la méthode de référence.

ANNEXE 5

(paragraphe 24(3))

Rapport de cessation définitive de production d'électricité

1 Le numéro d'enregistrement du groupe attribué par le ministre en application du paragraphe 4(3) du présent règlement.

2 Une attestation datée et signée par la personne responsable ou son agent autorisé portant que le groupe a cessé définitivement de produire de l'électricité.

3 La date à laquelle le groupe a cessé définitivement de produire de l'électricité.

INDEX

COMMISSIONS

Canada Revenue Agency

Income Tax Act Revocation of registration of a charity [Audit, 823570189RR0001]	2703
---	------

Canadian International Trade Tribunal

Appeal Notice No. HA-2023-006.....	2703
---------------------------------------	------

Canadian Radio-television and Telecommunications Commission

Administrative decisions.....	2705
Decisions	2705
* Notice to interested parties.....	2704
Part 1 applications	2704

GOVERNMENT NOTICES

Crown-Indigenous Relations and Northern Affairs, Dept. of

Maa-nulth First Nations Final Agreement Notice of amendment to the Maa-nulth First Nations Final Agreement — Reinstatement of the application of the tax exemption on former reserve lands and for members registered under the Indian Act	2688
--	------

Notice of amendments to the Maa-nulth First Nations Final Agreement — Additions to Maa-nulth First Nation Lands of Ka:'yu:'k't'h'/Che:k'tles7et'h' First Nations (Appendix B).....	2685
--	------

Tla'amin Final Agreement Notice of amendment to the Tla'amin Final Agreement — Reinstatement of the application of the tax exemption on former reserve lands and for members registered under the Indian Act.....	2689
--	------

Tsawwassen First Nation Final Agreement Notice of amendment to the Tsawwassen First Nation Final Agreement — Reinstatement of the application of the tax exemption on former reserve lands and for members registered under the Indian Act	2690
--	------

Industry, Dept. of

Appointments.....	2691
Appointments [Instrument of Advice].....	2692

GOVERNMENT NOTICES — *Continued*

Innovation, Science and Economic Development Canada

Radiocommunication Act Notice No. SMSE-008-23 — Release of RSS-247, Issue 3	2697
Notice No. SMSE-012-23 — Publication of RSS-198, Issue 1	2697

Natural Resources, Dept. of

Energy Efficiency Act Notice of intent to align Canada's Energy Efficiency Regulations, 2016, for energy efficiency and testing standards of refrigerators and refrigerator-freezers, freezers, dishwashers, clothes washers and clothes dryers with those of the United States Department of Energy	2695
---	------

Privy Council Office

Appointment opportunities.....	2698
--------------------------------	------

MISCELLANEOUS NOTICES

* Markel International Insurance Company Limited Application to establish a Canadian branch.....	2706
---	------

* Portfolio Stewards Inc. Application to establish an insurance company.....	2706
--	------

PARLIAMENT

Chief Electoral Officer, Office of the

Canada Elections Act Deregistration of a registered electoral district association [subsection 467(1)].....	2702
---	------

House of Commons

* Filing applications for private bills (First Session, 44th Parliament).....	2702
--	------

PROPOSED REGULATIONS

Environment, Dept. of the, and Dept. of Health

Canadian Environmental Protection Act, 1999 Clean Electricity Regulations	2709
---	------

* This notice was previously published.

INDEX

AVIS DIVERS

- * Markel International Insurance Company Limited
Demande d'établissement d'une succursale canadienne 2706
- * Portfolio Stewards Inc.
Demande de constitution d'une société d'assurance 2706

AVIS DU GOUVERNEMENT

- Conseil privé, Bureau du**
Possibilités de nominations 2698

- Industrie, min. de l'**
Nominations 2691
Nominations [instrument d'avis] 2692

Innovation, Sciences et Développement économique Canada

- Loi sur la radiocommunication
Avis n° SMSE-008-23 — Publication du CNR-247, 3^e édition 2697
Avis n° SMSE-012-23 — Publication du CNR-198, édition 1 2697

Relations Couronne-Autochtones et des Affaires du Nord, min. des

- Accord définitif de la Première Nation de Tsawwassen
Avis de modification à l'Accord définitif de la Première Nation de Tsawwassen — Rétablissement de l'application de l'exemption fiscale sur les anciennes terres de réserve et pour les membres inscrits en vertu de la Loi sur les Indiens 2690

- Accord définitif des premières nations maa-nulthes
Avis de modification à l'Accord définitif des premières nations maa-nulthes — Rétablissement de l'application de l'exemption fiscale sur les anciennes terres de réserve et pour les membres inscrits en vertu de la Loi sur les Indiens 2688

- Avis de modifications à l'Accord définitif des premières nations maa-nulthes — Ajouts aux terres de la première nation maa-nulthe des Premières Nations des Ka:'yu:'k't'h'/Che:k'tles7et'h' (appendice B) 2685

AVIS DU GOUVERNEMENT (suite)

Relations Couronne-Autochtones et des Affaires du Nord, min. des (suite)

- Accord définitif des Tla'amins
Avis de modification à l'Accord définitif des Tla'amins — Rétablissement de l'application de l'exemption fiscale sur les anciennes terres de réserve et pour les membres inscrits en vertu de la Loi sur les Indiens 2689

Ressources naturelles, min. des

- Loi sur l'efficacité énergétique
Avis d'intention d'harmoniser les normes du Règlement de 2016 sur l'efficacité énergétique du Canada relatives à l'efficacité énergétique et à la mise à l'essai des réfrigérateurs, des réfrigérateurs-congélateurs, des congélateurs, des lave-vaisselle, des laveuses et des sècheuses avec celles du Department of Energy des États-Unis 2695

COMMISSIONS

Agence du revenu du Canada

- Loi de l'impôt sur le revenu
Révocation de l'enregistrement d'un organisme de bienfaisance [vérification, 823570189RR0001] 2703

Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes

- * Avis aux intéressés 2704
Décisions 2705
Décisions administratives 2705
Demandes de la partie 1 2704

Tribunal canadien du commerce extérieur

- Appel
Avis n° HA-2023-006 2703

PARLEMENT

Chambre des communes

- * Demandes introductives de projets de loi d'intérêt privé (Première session, 44^e législature) 2702

Directeur général des élections, Bureau du

- Loi électorale du Canada
Radiation d'une association de circonscription enregistrée [paragraphe 467(1)] 2702

* Cet avis a déjà été publié.

RÈGLEMENTS PROJETÉS

Environnement, min. de l', et min. de la Santé

Loi canadienne sur la protection de
l'environnement (1999)
Règlement sur l'électricité propre 2709