

Canada Gazette



Gazette du Canada

Part I

Partie I

OTTAWA, SATURDAY, JUNE 7, 2014

OTTAWA, LE SAMEDI 7 JUIN 2014

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 1, 2014, 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* Web site at <http://gazette.gc.ca>. The HTML version of the enacted laws published in Part III is available on the Parliament of Canada Web site at <http://www.parl.gc.ca>.

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

Bilingual texts received as late as six working days before the 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 Works and Government Services Canada by email at questions@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 1^{er} janvier 2014 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* à l'adresse <http://gazette.gc.ca>. La version HTML des lois sanctionnées publiées dans la Partie III est disponible sur le site Web du Parlement du Canada à l'adresse <http://www.parl.gc.ca>.

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

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

Pour obtenir des renseignements sur les droits de reproduction, veuillez communiquer avec Travaux publics et Services gouvernementaux Canada par courriel à l'adresse questions@tpsgc-pwgsc.gc.ca.

TABLE OF CONTENTS

Vol. 148, No. 23 — June 7, 2014

Government notices	1292
Parliament	
House of Commons	1294
Bills assented to	1294
Chief Electoral Officer	1294
Commissions	1295
(agencies, boards and commissions)	
Miscellaneous notices	1307
(banks; mortgage, loan, investment, insurance and railway companies; other private sector agents)	
Proposed regulations	1310
(including amendments to existing regulations)	
Index	1473
Supplements	
Copyright Board	

TABLE DES MATIÈRES

Vol. 148, n° 23 — Le 7 juin 2014

Avis du gouvernement	1292
Parlement	
Chambre des communes	1294
Projets de loi sanctionnés	1294
Directeur général des élections	1294
Commissions	1295
(organismes, conseils et commissions)	
Avis divers	1307
(banques; sociétés de prêts, de fiducie et d'investissements; compagnies d'assurances et de chemins de fer; autres agents du secteur privé)	
Règlements projetés	1310
(y compris les modifications aux règlements existants)	
Index	1474
Suppléments	
Commission du droit d'auteur	

GOVERNMENT NOTICES**DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT**

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

Order 2014-87-04-02 Amending the Non-domestic Substances List

Whereas, pursuant to subsections 87(1) and (5) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*^a, the Minister of the Environment has added the substances referred to in the annexed Order to the *Domestic Substances List*^b;

Therefore, the Minister of the Environment, pursuant to subsections 87(1) and (5) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*^a, makes the annexed *Order 2014-87-04-02 Amending the Non-domestic Substances List*.

Gatineau, May 26, 2014

LEONA AGLUKKAQ
Minister of the Environment

**ORDER 2014-87-04-02 AMENDING THE
NON-DOMESTIC SUBSTANCES LIST****AMENDMENT**

1. Part I of the *Non-domestic Substances List*¹ is amended by deleting the following:

638-38-0
61128-47-0
68855-43-6
103458-58-8
128116-83-6
142636-89-3
142982-21-6

COMING INTO FORCE

2. This Order comes into force on the day on which *Order 2014-87-04-01 Amending the Domestic Substances List* comes into force.

[23-1-o]

AVIS DU GOUVERNEMENT**MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT**

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

Arrêté 2014-87-04-02 modifiant la Liste extérieure

Attendu que, conformément aux paragraphes 87(1) et (5) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*^a, le ministre de l'Environnement a inscrit sur la *Liste intérieure*^b les substances visées par l'arrêté ci-après,

À ces causes, en vertu des paragraphes 87(1) et (5) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*^a, le ministre de l'Environnement prend l'*Arrêté 2014-87-04-02 modifiant la Liste extérieure*, ci-après.

Gatineau, le 26 mai 2014

La ministre de l'Environnement
LEONA AGLUKKAQ

**ARRÊTÉ 2014-87-04-02 MODIFIANT
LA LISTE EXTÉRIEURE****MODIFICATION**

1. La partie I de la *Liste extérieure*¹ est modifiée par radiation de ce qui suit :

638-38-0
61128-47-0
68855-43-6
103458-58-8
128116-83-6
142636-89-3
142982-21-6

ENTRÉE EN VIGUEUR

2. Le présent arrêté entre en vigueur à la date d'entrée en vigueur de l'*Arrêté 2014-87-04-01 modifiant la Liste intérieure*.

[23-1-o]

^a S.C. 1999, c. 33^b SOR/94-311¹ Supplement, *Canada Gazette*, Part I, January 31, 1998^a L.C. 1999, ch. 33^b DORS/94-311¹ Supplément, *Partie I de la Gazette du Canada*, 31 janvier 1998

**DEPARTMENT OF PUBLIC SAFETY AND EMERGENCY
PREPAREDNESS**

**MINISTÈRE DE LA SÉCURITÉ PUBLIQUE ET DE LA
PROTECTION CIVILE**

CRIMINAL CODE

CODE CRIMINEL

Designation as fingerprint examiner

Désignation à titre de préposé aux empreintes digitales

Pursuant to subsection 667(5) of the *Criminal Code*, I hereby designate the following persons of the Royal Canadian Mounted Police as fingerprint examiners:

En vertu du paragraphe 667(5) du *Code criminel*, je nomme par la présente les personnes suivantes de la Gendarmerie royale du Canada à titre de préposé aux empreintes digitales :

David Westin
Vanessa Philpott

David Westin
Vanessa Philpott

Ottawa, May 28, 2014

Ottawa, le 28 mai 2014

KATHY THOMPSON
Assistant Deputy Minister
Community Safety and Countering Crime Branch

La sous-ministre adjointe
Secteur de la sécurité communautaire et
de la lutte contre le crime
KATHY THOMPSON

[23-1-o]

[23-1-o]

PARLIAMENT**HOUSE OF COMMONS**

Second Session, Forty-First Parliament

PRIVATE BILLS

Standing Order 130 respecting notices of intended applications for private bills was published in the *Canada Gazette*, Part I, on October 19, 2013.

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

AUDREY O'BRIEN
Clerk of the House of Commons

ROYAL ASSENT

Friday, May 30, 2014

On Thursday, May 29, 2014, His Excellency the Governor General signified assent in Her Majesty's name to the Bills listed below.

Assent was signified by written declaration, pursuant to the *Royal Assent Act*, S.C. 2002, c. 15. Section 5 of that Act provides that each Act "... is deemed to be assented to on the day on which the two Houses of Parliament have been notified of the declaration."

The Senate was notified of the written declaration on Thursday, May 29, 2014.

The House of Commons was notified of the written declaration on Thursday, May 29, 2014.

An Act restricting the fees charged by promoters of the disability tax credit and making consequential amendments to the Tax Court of Canada Act
(Bill C-462, chapter 7, 2014)

An Act to amend the Canada Grain Act and the Canada Transportation Act and to provide for other measures
(Bill C-30, chapter 8, 2014)

GARY W. O'BRIEN
*Clerk of the Senate and
Clerk of the Parliaments*

[23-1-o]

CHIEF ELECTORAL OFFICER**CANADA ELECTIONS ACT***Determination of number of electors*

Notice is hereby given that the above-mentioned notice was published as Extra Vol. 148, No. 1, on Friday, May 30, 2014.

[23-1-o]

PARLEMENT**CHAMBRE DES COMMUNES**

Deuxième session, quarante et unième législature

PROJETS DE LOI D'INTÉRÊT PRIVÉ

L'article 130 du Règlement relatif aux avis de demande de projets de loi d'intérêt privé a été publié dans la Partie I de la *Gazette du Canada* du 19 octobre 2013.

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

La greffière de la Chambre des communes
AUDREY O'BRIEN

SANCTION ROYALE

Le vendredi 30 mai 2014

Le jeudi 29 mai 2014, Son Excellence le Gouverneur général a accordé la sanction royale au nom de Sa Majesté aux projets de loi mentionnés ci-dessous.

La sanction a été octroyée par déclaration écrite, conformément à la *Loi sur la sanction royale*, L.C. 2002, ch. 15. Aux termes de l'article 5 de cette loi, « la déclaration écrite porte sanction royale le jour où les deux chambres du Parlement en ont été avisées ».

Le Sénat a été informé de la déclaration écrite le jeudi 29 mai 2014.

La Chambre des communes a été informée de la déclaration écrite le jeudi 29 mai 2014.

Loi limitant les frais imposés par les promoteurs du crédit d'impôt pour personnes handicapées et apportant des modifications corrélatives à la Loi sur la Cour canadienne de l'impôt
(Projet de loi C-462, chapitre 7, 2014)

Loi modifiant la Loi sur les grains du Canada et la Loi sur les transports au Canada et prévoyant d'autres mesures
(Projet de loi C-30, chapitre 8, 2014)

*Le greffier du Sénat et
greffier des Parlements*
GARY W. O'BRIEN

[23-1-o]

DIRECTEUR GÉNÉRAL DES ÉLECTIONS**LOI ÉLECTORALE DU CANADA***Établissement du nombre d'électeurs*

Avis est par les présentes donné que l'avis susmentionné a été publié dans l'édition spéciale vol. 148, n° 1, le vendredi 30 mai 2014.

[23-1-o]

COMMISSIONS**CANADA REVENUE AGENCY****INCOME TAX ACT***Revocation of registration of charities*

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

“Notice is hereby given, pursuant to paragraph 168(1)(b) and to subsections 168(2) and 248(1) of the *Income Tax Act*, that I propose to revoke the registration of the organizations listed below and that the revocation of the registration is effective on the date of publication of this notice.”

Business Number Numéro d'entreprise	Name/Nom Address/Adresse
119028652RR0001	ACCUEIL PÈRE ÉMILIEEN CARRIER INC., LA BAIE (QC)
119284404RR0001	ABERDEEN HEALTH AND COMMUNITY SERVICES, BRANT-NORFOLK-HALDIMAND, BRANTFORD, ONT.
834629354RR0001	THE ERESMAN FAMILY FOUNDATION, CALGARY, ALTA.

CATHY HAWARA
*Director General
Charities Directorate*

[23-1-o]

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

[23-1-o]

CANADA REVENUE AGENCY**INCOME TAX ACT***Revocation of registration of charities*

Following a request from the charities listed below to have their status as a charity revoked, the following notice of intention to revoke was sent:

“Notice is hereby given, pursuant to paragraph 168(1)(a) of the *Income Tax Act*, that I propose to revoke the registration of the charities listed below and that by virtue of paragraph 168(2)(a) thereof, the revocation of the registration is effective on the date of publication of this notice in the *Canada Gazette*.”

Business Number Numéro d'entreprise	Name/Nom Address/Adresse
101835536RR0001	LA FONDATION DES AMIS DE L'INSTITUT CATHOLIQUE DE MONTRÉAL, LAVAL (QC)
106918279RR0001	CHRISTIAN APOSTOLIC CHURCH, VANCOUVER, B.C.
107020307RR0007	ST. PAUL'S ANGLICAN CHURCH, EAR FALLS, ONT.
107470528RR0001	HASTINGS TOWNSITE CHILD CARE SOCIETY, VANCOUVER, B.C.
107816134RR0001	PARKMINSTER CHURCH NURSERY SCHOOLS, WATERLOO, ONT.
108077231RR0001	THE CHURCHES' COUNCIL ON THEOLOGICAL EDUCATION IN CANADA: AN ECUMENICAL FOUNDATION - LE CONSEIL DES ÉGLISES POUR L'ÉDUCATION THÉOLOGIQUE AU CANADA : UNE FONDATION ECUMÉNIQUE, CAMBRIDGE, ONT.
118828201RR0001	CANA CENTRE DE RESSOURCEMENT POUR COUPLES, DORVAL (QC)
118841832RR0001	ÉCOLE CEDAR HILL SCHOOL SOCIETY, VICTORIA, B.C.
118875897RR0001	CORI MEDICAL & EDUCATIONAL CHARITIES, WINDSOR, ONT.
118899657RR0001	FONDS POUR LES DONS CHARITABLES PAR LES EMPLOYÉS DE STADACONA INC., QUÉBEC (QC)
118915867RR0001	FINNISH UNITED CHURCH, BELLEVILLE, ONT.
118947175RR0001	GREEK FREE EVANGELICAL CHURCH, TORONTO, SCARBOROUGH, ONT.
118990100RR0001	THE MUSQUODOBOIT VALLEY MEMORIAL HEALTHCARE AUXILIARY, MUSQUODOBOIT VALLEY, N.S.
119026847RR0001	MACCAN UNITED BAPTIST CHURCH, MACCAN, N.S.

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

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

« Avis est donné par les présentes que, conformément à l'alinéa 168(1)b) et aux paragraphes 168(2) et 248(1) de la *Loi de l'impôt sur le revenu*, j'ai l'intention de révoquer l'enregistrement des organismes mentionnés ci-dessous et que la révocation de l'enregistrement entre en vigueur à la publication du présent avis. »

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

À la suite d'une demande présentée par les organismes de bienfaisance indiqués ci-après, l'avis d'intention de révocation suivant a été envoyé :

« Avis est donné par les présentes que, conformément à l'alinéa 168(1)a) de la *Loi de l'impôt sur le revenu*, j'ai l'intention de révoquer l'enregistrement des organismes de bienfaisance mentionnés ci-dessous en vertu de l'alinéa 168(2)a) de cette loi et que la révocation de l'enregistrement entre en vigueur à la publication du présent avis dans la *Gazette du Canada*. »

Business Number Numéro d'entreprise	Name/Nom Address/Adresse
119185999RR0001	ST. LUKE'S LUTHERAN CHURCH, LAMPMAN, SASK.
119232866RR0001	THE FERRY POINT CEMETERY, DONALDA, ALTA.
119258077RR0001	THE STROW FOUNDATION, COLLINGWOOD, ONT.
119259737RR0001	THE TOURING PLAYERS' THEATRE OF CANADA, ORILLIA, ONT.
119288918RR0765	CONGRÉGATION DES TÉMOINS DE JÉHOVAH DE SAINTE-THÉRÈSE-CENTRE (QUÉBEC), BOISBRIAND (QC)
119431856RR0001	FRIENDS OF MT. REVELSTOKE & GLACIER, REVELSTOKE, B.C.
120823075RR0001	COMMUNAUTÉ CHRÉTIENNE ST-FRANÇOIS DE VAL D'OR INC., VAL-D'OR (QC)
131295347RR0001	CENTRE VIMONT, MONTRÉAL (QC)
131710766RR0001	PARTNERS IN ATLANTIC CANADA EVANGELISM, HAMMONDS PLAINS, N.S.
132389446RR0001	FOOTHILLS COMMUNITY CHURCH, PINCHER CREEK, ALTA.
133080218RR0001	ONTARIO BLOCK PARENT PROGRAM INCORPORATED, LONDON, ONT.
135902575RR0001	SELF HELP ALLIANCE WATERLOO WELLINGTON, KITCHENER, ONT.
138070446RR0001	JAYMAC FOUNDATION, VANCOUVER, B.C.
139482491RR0001	VICTORY WAY BAPTIST CHURCH, QUESNEL, B.C.
140113143RR0001	LAVAL EN FLEURS (1988), LAVAL (QC)
802837674RR0001	SERVICE CHARITIES COUNCIL OF OAKVILLE, OAKVILLE, ONT.
804167203RR0001	PAISLEY FRIENDS OF THE LIBRARY, PAISLEY, ONT.
805885209RR0001	CALGARY SCIENCE SCHOOL FOUNDATION, CALGARY, ALTA.
810249896RR0001	PRIESTLY FRATERNITY OF ST. PETER-TORONTO, THOROLD SOUTH, ONT.
811673466RR0001	THE JAMES L. ATKINSON FAMILY CHARITABLE FOUNDATION, CALGARY, ALTA.
815044144RR0001	DAVID'S HARP SCHOLARSHIP FUND, BRAMPTON, ONT.
820893816RR0001	ALZHEIMER'S FOUNDATION FOR CAREGIVING IN CANADA INC., NEW YORK, N.Y., U.S.A.
826633273RR0001	CALVARY FELLOWSHIP NORTH VANCOUVER, NORTH VANCOUVER, B.C.
829059955RR0001	URBATEX-QUÉBEC, OTTAWA (ONT.)
844111799RR0001	LASTING FOOTPRINT ARTS FOUNDATION, VANCOUVER, B.C.
848496683RR0001	CRAVE MINISTRIES ASSOCIATION, CHILLIWACK, B.C.
850075276RR0001	UNIVERSAL FREE CHURCH OF JESUS CHRIST INC., WOODMORE, MAN.
850884073RR0001	GROUPE VISION NOUVELLE, MONTRÉAL (QC)
851244012RR0001	THE BILL CONNELLY COMMUNITY EDUCATION CHARITY, OTTAWA, ONT.
855076329RR0001	INSTRUMENT LENDERS CANADA, STRATFORD, ONT.
856611710RR0001	FOUNDRY THEATRE COMPANY, TORONTO, ONT.
859932915RR0001	BALA LEARNING CENTRE, BRACEBRIDGE, ONT.
861055689RR0001	RIVERSIDE COMMUNITY CHURCH, PRINCE GEORGE, B.C.
863749370RR0001	ON THE WAY BAPTIST CHURCH, WOODSTOCK, ONT.
868822214RR0001	STANDING OVATION, PICTON, ONT.
869978841RR0001	GRACE CHURCH, MONTRÉAL, QUE.
870783131RR0001	JUSTICE RONALD B. LESTER MEMORIAL YOUTH FOUNDATION, THUNDER BAY, ONT.
875325318RR0001	FATHER SEAN O'SULLIVAN BAY STREET COUNCIL NO. 12248 CHARITABLE WELFARE TRUST, ETOBICOKE, ONT.
880207428RR0001	MISSISSAUGA HOMES FOR INDEPENDENT LIVING, MISSISSAUGA, ONT.
885226027RR0001	PARKLAND FIRST PRESBYTERIAN CHURCH, STONY PLAIN, B.C.
886713098RR0001	THE D. & H. BRING FOUNDATION, ABBOTSFORD, B.C.
889246773RR0001	LES FOURMIS DE DISRAELI INC., DISRAELI (QC)
889385449RR0001	DURANNO KOREAN ALLIANCE CHURCH, BURNABY, B.C.
889675062RR0001	DYSTONIA MEDICAL RESEARCH FOUNDATION TORONTO CHAPTER, TORONTO, ONT.
889766200RR0001	PEI SENIORS SAFETY PROGRAM INC., CHARLOTTETOWN, P.E.I.
890961378RR0001	MEDICINE HAT AND DISTRICT CITIZEN ADVOCACY SOCIETY, MEDICINE HAT, ALTA.
891459489RR0001	ÉGLISE CHRÉTIENNE CONGRÉGATIONNALISTE DU QUÉBEC, LASALLE (QC)
891481160RR0001	CANADIAN MUSIC COMPETITIONS (ONTARIO) INC., OTTAWA REGIONAL COMMITTEE, OTTAWA, ONT.
892248139RR0001	MAYERTHORPE AREA COMMUNITY FOUNDATION, MAYERTHORPE, ALTA.
894684083RR0001	F.M.G. MINISTRIES, EDMONTON, ALTA.
895405082RR0001	LA PETITE FERME DU COTEAU INC., ALMA (QC)
896770245RR0001	JAMAATO AKHWANNIL MUSLIMEEN OF ETOBICOKE, ETOBICOKE, ONT.
897456794RR0001	ELIZA J. DE WAARD FAMILY FOUNDATION, WAINFLEET, ONT.

CATHY HAWARA
Director General
Charities Directorate

[23-1-o]

La directrice générale
Direction des organismes de bienfaisance
 CATHY HAWARA

[23-1-o]

CANADA-NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD**CANADA-NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM RESOURCES ACCORD IMPLEMENTATION ACT***Call for Bids No. NS14-1*

The Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board (the “Board”) hereby gives notice of a call for submission of bids for four Exploration Licences covering those lands in the Nova Scotia offshore area described in Appendix I (the “Lands”).

This notice of Call for Bids No. NS14-1 is made pursuant to the *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act*, S.C. 1988, c. 28, as amended, and the *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act*, S.N.S. 1987, c. 3, as amended (the “Legislation”).

The following is a summary of Call for Bids No. NS14-1:

- (a) Bids must be received by the Board before 4 p.m., Atlantic Daylight Time (ADT), October 30, 2014.
- (b) Bids must be accompanied by a confirmation of operating experience that satisfies the Board that the Bidder, its parent company or an affiliated company has operated, or has been a joint operator, in the drilling of exploration wells in water depths greater than 800 metres in the past 10 years. Confirmation of operating experience must be submitted in a sealed envelope marked “CONFIRMATION OF OPERATING EXPERIENCE FOR CALL FOR BIDS No. NS14-1 — DEEPWATER PARCELS”, to be opened prior to considering the Bid.
- (c) All bids must be submitted in accordance with the terms and conditions of Call for Bids No. NS14-1 and must be submitted in a separate sealed envelope marked “CALL FOR BIDS No. NS14-1 (Parcel # _)”, to be opened if the confirmation of operating experience satisfies the Board.
- (d) The Board may amend this Call for Bids at any time up to 10 days prior to the Closing Date. Any amendment made to the Call for Bids shall be published on the Call for Bids Web site (www.callforbids.ca).
- (e) The public is invited to submit written comments to the Board on the Lands included in the Call for Bids. The deadline for the submission of written comments is 60 days after the announcement of the Call for Bids on the Board’s Web site. Any comments received by the deadline will be made publicly available on the Call for Bids Web site at www.callforbids.ca.
- (f) Bidding on each parcel will be based solely on the amount of money proposed to be expended on the exploration of the parcel within Period 1 of the term of the Exploration Licence (“Work Expenditure Bid”), determined in accordance with the Schedule of Allowable Expenditures as defined in Schedule B of the Exploration Licence attached as Appendix III in the Terms and Conditions of Call for Bids No. NS14-1.
- (g) The minimum bid that will be considered is \$1,000,000 of work expenditure.
- (h) The Board is not obliged to accept any bid, nor is the Board required to issue an interest as the result of this Call for Bids.
- (i) Each Bid must be accompanied by a Bid Deposit in the amount of \$10,000, in the form of a certified cheque or bank draft payable to the Receiver General for Canada. The successful bidder will receive a refund of the Bid Deposit, without interest, if the Work Deposit is posted within the time specified and any outstanding Environmental Studies Research Fund (ESRF) levies are paid as described below.

OFFICE CANADA — NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS**LOI DE MISE EN ŒUVRE DE L’ACCORD CANADA — NOUVELLE-ÉCOSSE SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS***Appel d’offres n° NS14-1*

L’Office Canada — Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (l’Office) donne avis d’un appel d’offres relativement à quatre permis d’exploration visant les terres de la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse décrites à l’annexe I (les terres).

Cet avis de l’appel d’offres n° NS14-1 est donné conformément à la *Loi de mise en œuvre de l’Accord Canada — Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*, L.C. 1988, ch. 28, et ses modifications, et à la *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act*, S.N.S. 1987, ch. 3, et ses modifications (les lois).

Ce qui suit est un sommaire de l’appel d’offres n° NS14-1 :

- a) Les soumissions doivent être reçues par l’Office avant 16 h, heure avancée de l’Atlantique, le 30 octobre 2014.
- b) Les soumissions doivent être accompagnées d’une confirmation d’expérience, acceptable à l’Office, attestant que le soumissionnaire, sa société mère ou une société affiliée ont exercé, au cours des 10 dernières années, seules ou en coentreprise, des activités de forage de puits d’exploration dans des eaux d’une profondeur supérieure à 800 mètres. La confirmation de l’expérience d’exploitation doit être déposée dans une enveloppe scellée portant la mention « CONFIRMATION D’EXPÉRIENCE D’EXPLOITATION POUR L’APPEL D’OFFRES N° NS14-1 — PARCELLES EN EAU PROFONDE », laquelle sera ouverte avant l’étude de la soumission.
- c) Toutes les soumissions doivent être conformes aux modalités précisées dans l’appel d’offres n° NS14-1 et être déposées dans une enveloppe scellée distincte portant la mention « APPEL D’OFFRES N° NS14-1 (Parcelle # _) » qui sera ouverte si la confirmation de l’expérience d’exploitation est satisfaisante aux yeux de l’Office.
- d) L’Office peut modifier l’appel d’offres à tout moment jusqu’à 10 jours avant la date de clôture. Les modifications à l’appel d’offres seront publiées sur le site Web de l’appel d’offres, à www.callforbids.ca.
- e) Le public est invité à soumettre des observations écrites à l’Office relativement aux parcelles visées par l’appel d’offres. La date limite pour le dépôt de commentaires écrits est 60 jours après l’annonce de l’appel d’offres sur le site Web de l’Office. Les commentaires reçus au plus tard à l’échéance seront publiés sur le site Web de l’appel d’offres, au www.callforbids.ca.
- f) Le choix du soumissionnaire pour chaque parcelle sera fait exclusivement en fonction du montant que le soumissionnaire propose de dépenser pour les travaux d’exploration qui seront réalisés sur les parcelles au cours de la période 1 de la durée du permis d’exploration (« montant des dépenses prévues »), montant déterminé conformément à la liste des dépenses autorisées définies à l’annexe B du permis d’exploration joint comme annexe III aux modalités de l’appel d’offres n° NS14-1.
- g) La soumission la moins élevée qui sera prise en considération est de 1 000 000 \$ de travaux.
- h) L’Office n’est tenu d’accepter aucune soumission ni de délivrer une manifestation d’intérêt à la suite de l’appel d’offres.
- i) Chaque soumission doit être accompagnée d’une caution de 10 000 \$ sous forme de chèque certifié ou de traite bancaire payable à l’ordre du receveur général du Canada. Le soumissionnaire retenu recevra le remboursement de la caution, sans

(j) The successful bidder will be required to post security for the performance of work. The amount of the required security will be 25% of its Work Expenditure Bid. The successful bidder must post this Work Deposit within 30 days of being notified that its bid was successful, as a condition of issuance of the Exploration Licence. This Work Deposit is refundable to the extent of 25% of approved Allowable Expenditures, described in the form of Exploration Licence.

(k) In accordance with the legislation, prior to the authorization of any petroleum-related activities on the Lands, the operator must demonstrate to the satisfaction of the Board that such activities can be conducted in an environmentally safe manner. Special precautions, such as enhanced environmental assessments, more stringent mitigation measures and environmental effects monitoring, may be required in some cases.

(l) Upon issuance of the Exploration Licence, the successful bidder must pay Environmental Studies Research Fund (ESRF) levies under Part VII of the *Canada Petroleum Resources Act*, R.S.C. 1985, c. 36 (2nd Supp.) [see www.esrfunds.org].

(m) Please note an additional provision will apply with respect to Exploration Licences for Parcel 1 (Call for Bids No. NS14-1): The Lands include a portion of Shortland Canyon, which has been designated as critical habitat area under the *Species at Risk Act* respecting the endangered Northern Bottlenose Whale, Scotian Shelf population. Any approved activity within or near this area may require enhanced mitigation and may require certain limitations for the protection of this species and the prevention of the destruction of critical habitat.

(n) Please note an additional provision will apply with respect to Exploration Licences for Parcel 2 (Call for Bids No. NS14-1): The Lands include a portion of Haldimand Canyon, which has been designated as critical habitat area under the *Species at Risk Act* respecting the endangered Northern Bottlenose Whale, Scotian Shelf population. Any approved activity within or near this area may require enhanced mitigation and may require certain limitations for the protection of this species and the prevention of the destruction of critical habitat.

(o) A Canada-Nova Scotia Benefits Plan must be submitted to, and approved by, the Board prior to the approval of any development plan, or the authorization of any other work or activity in the Nova Scotia offshore area. Canada-Nova Scotia Benefits Plan Guidelines can be found at www.cnsopb.ns.ca.

(p) Before carrying out any work or activity in the offshore area, an operator must first obtain an Operating Licence.

(q) No activities related to the exploration for, development of, or transportation of petroleum on the Lands can be conducted without a specific authorization issued by the Board. Operators are required to meet certain regulatory requirements before the Board can approve offshore petroleum-related activities. The regulatory framework which governs offshore petroleum operations consists of the legislation, its regulations, and Board guidelines and policies.

(r) Any licence that may be issued shall be in the form of the Exploration Licence attached to Call for Bids No. NS14-1 as Appendix III.

(s) Each resulting Significant Discovery Licence shall be in the form attached to Call for Bids No. NS14-1 as Appendix IV.

(t) Failure to comply with the Call for Bids or any term or condition of the Exploration Licence or resulting Significant Discovery Licence or Production Licence may result in cancellation of the respective Licence.

intérêt, si le cautionnement d'exécution est déposé dans le délai imparti et que les prélèvements pour le Fonds de recherche d'études environnementales (FRÉE) sont acquittés de la façon décrite ci-dessous.

j) Le soumissionnaire retenu devra déposer une sûreté pour l'exécution des travaux. Le montant de la sûreté sera de 25 % du montant des dépenses prévues. Le soumissionnaire retenu doit, comme condition préalable à l'émission du permis d'exploration, déposer ce cautionnement dans les 30 jours de l'avis qui lui est donné que sa soumission a été retenue. Le cautionnement d'exécution est remboursable jusqu'à concurrence de 25 % des dépenses autorisées approuvées, tel que le tout est décrit plus en détail dans le formulaire de permis d'exploration.

k) Conformément aux lois, avant que l'autorisation de procéder à une activité pétrolière sur les parcelles ne soit accordée, l'exploitant doit démontrer, à la satisfaction de l'Office, que les activités peuvent être menées sans danger pour l'environnement. Des précautions spéciales, par exemple des évaluations environnementales, des mesures d'atténuation et une surveillance des effets environnementaux plus strictes, pourront être exigées dans certains cas.

l) À la délivrance du permis d'exploration, le soumissionnaire retenu doit verser au Fonds pour l'étude de l'environnement les prélèvements prévus à la partie VII de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, L.R.C. 1985, ch. 36 (2^e suppl.) [voir www.esrfunds.org].

m) Une disposition additionnelle s'applique relativement aux permis d'exploration relativement à la parcelle 1 visée par l'appel d'offres n° NS14-1 : Les terres comprennent une partie du canyon Shortland, lequel a reçu la désignation d'habitat essentiel en vertu de la *Loi sur les espèces en péril* relativement à la population du plateau néo-écossais de baleine à bec commune en voie de disparition. Toute activité approuvée à l'intérieur ou près de cette zone pourra exiger des mesures d'atténuation accrues et être assortie de certaines restrictions pour protéger cette espèce et prévenir la destruction d'habitat essentiel.

n) Une disposition additionnelle s'applique relativement aux permis d'exploration pour la parcelle 2 visée par l'appel d'offres n° NS14-1 : Les terres comprennent une partie du canyon Haldimand, lequel a reçu la désignation d'habitat essentiel en vertu de la *Loi sur les espèces en péril* relativement à la population du plateau néo-écossais de baleine à bec commune en voie de disparition. Toute activité approuvée à l'intérieur ou près de cette zone pourra exiger des mesures d'atténuation accrues et être assortie de certaines restrictions pour protéger cette espèce et prévenir la destruction d'habitat essentiel.

o) Un plan de retombées économiques Canada — Nouvelle-Écosse doit être déposé auprès de l'Office et approuvé par ce dernier avant qu'il n'approuve un plan d'exploitation ou qu'il n'autorise quelque autre travail ou activité dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Les lignes directrices concernant les plans de retombées économiques Canada — Nouvelle-Écosse sont publiées sur le site www.cnsopb.ns.ca.

p) Avant d'exécuter quelque travail ou d'exercer quelque activité dans la zone extracôtière, un exploitant doit obtenir un permis d'exploitation.

q) Aucune activité ayant trait à la prospection pétrolière, à la mise en valeur ou au transport de la ressource ne peut être entreprise dans les parcelles si elle n'a pas fait l'objet d'une autorisation particulière de l'Office. Les exploitants ont l'obligation de remplir certaines exigences réglementaires avant que l'Office puisse approuver des activités liées aux hydrocarbures extracôtiers. Le cadre réglementaire qui régit les activités d'exploitation des hydrocarbures en zone extracôtière est formé des lois, de leurs règlements ainsi que des lignes directrices et des politiques de l'Office.

The full text of Call for Bids No. NS14-1 is available at www.callforbids.ca or upon request made to the Director, Rights Management & Finance, Secretary of the Board, Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board, TD Centre, 8th Floor, 1791 Barrington Street, Halifax, Nova Scotia B3J 3K9, 902-422-5588.

March 20, 2014

STUART PINKS, P.Eng.
Chief Executive Officer

APPENDIX I
CALL FOR BIDS NO. NS14-1
the "LANDS"

Land parcel No. 1 — All petroleum substances in all geological formations

Parcel 1 includes partial sections, as noted in the table below, which abut the boundary of the Gully Marine Protected Area as defined under section 2 of the Government of Canada's *Gully Marine Protected Area Regulations* (SOR/2004-112). This boundary is defined as a rhumb line connecting point 44°13' N, 59°06' W to point 43°47' N, 58°35' W (NAD27 datum).

Grid (NAD27)	Hectares (ha)	Sections
44-10-58-00	29 640	21-100
44-00-58-00	29 728	21-100
43-50-58-00	29 808	21-100
43-40-58-00	7 472	81-100
43-30-58-00	7 492	81-100
43-20-58-00	7 512	81-100
43-10-58-00	7 532	81-100
44-10-58-15	18 550	1-5, 11-15, 21-25, 31-35, 41-45, 51-55, 61-65, 71-75, 81-85, 91-95
44-00-58-15	37 160	1-100
43-50-58-15	37 260	1-100
43-40-58-15	37 360	1-100
43-30-58-15	37 460	1-100
43-20-58-15	37 560	1-100
43-10-58-15	37 660	1-100
44-00-58-30	32 852	1-50, 51*, 52-60, 61*, 62*, 63-70, 72*, 73*, 74-80, 83*, 84*, 85*, 86-90, 95*, 96*, 97-100 * Partial sections
43-50-58-30	13 737	1-30, 31*, 32*, 33*, 34*, 35*, 36*, 37*, 38*, 39, 40, 48*, 49*, 50*, 60* * Partial sections
43-40-58-30	19 294	1-30, 31-35, 36*, 37*, 38*, 39*, 40*, 41-45, 51-55, 61-65 * Partial sections
43-30-58-30	26 222	1-70

r) Tout permis qui sera délivré sera conforme au permis de prospection joint à l'appel d'offres n° NS14-1 comme annexe III.

s) Chaque attestation de découverte importante sera conforme au document joint à l'appel d'offres n° NS14-1 comme annexe IV.

t) Le défaut de se conformer à l'appel d'offres, à une modalité du permis d'exploration, à l'attestation de découverte importante ou au permis de production peut entraîner l'annulation du permis concerné.

Le texte complet de l'appel d'offres n° NS14-1 est publié sur le site www.callforbids.ca ou peut être obtenu sur demande présentée au Directeur, Gestion des droits et Service des finances, Secrétaire de l'Office, Office Canada — Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, Centre TD, 8^e étage, 1791, rue Barrington, Halifax (Nouvelle-Écosse) B3J 3K9, 902-422-5588.

Le 20 mars 2014

Le chef de la direction
STUART PINKS, ing.

ANNEXE I
APPEL D'OFFRES N° NS14-1
les TERRES

Parcelle n° 1 — Tous les hydrocarbures dans toutes les formations géologiques

La parcelle 1 englobe des sections partielles, qui sont indiquées dans le tableau ci-dessous. Ces sections sont adjacentes à la zone de protection marine du Gully telle qu'elle est définie à l'article 2 du *Règlement sur la zone de protection marine du Gully* (DORS/2004-112) du gouvernement du Canada. La limite est définie comme étant une courbe rhombique reliant le point 44°13' N., 59°06' O. au point 43°47' N., 58°35' O. (données NAD27).

Grille (NAD27)	Hectares (ha)	Sections
44-10-58-00	29 640	21-100
44-00-58-00	29 728	21-100
43-50-58-00	29 808	21-100
43-40-58-00	7 472	81-100
43-30-58-00	7 492	81-100
43-20-58-00	7 512	81-100
43-10-58-00	7 532	81-100
44-10-58-15	18 550	1-5, 11-15, 21-25, 31-35, 41-45, 51-55, 61-65, 71-75, 81-85, 91-95
44-00-58-15	37 160	1-100
43-50-58-15	37 260	1-100
43-40-58-15	37 360	1-100
43-30-58-15	37 460	1-100
43-20-58-15	37 560	1-100
43-10-58-15	37 660	1-100
44-00-58-30	32 852	1-50, 51*, 52-60, 61*, 62*, 63-70, 72*, 73*, 74-80, 83*, 84*, 85*, 86-90, 95*, 96*, 97-100 * Sections partielles
43-50-58-30	13 737	1-30, 31*, 32*, 33*, 34*, 35*, 36*, 37*, 38*, 39, 40, 48*, 49*, 50*, 60* * Sections partielles
43-40-58-30	19 294	1-30, 31-35, 36*, 37*, 38*, 39*, 40*, 41-45, 51-55, 61-65 * Sections partielles
43-30-58-30	26 222	1-70

Land parcel No. 1 — All petroleum substances in all geological formations — *Continued*

Grid (NAD27)	Hectares (ha)	Sections
43-20-58-30	26 292	1-70
43-10-58-30	9 405	6-10, 16-20, 26-30, 36-40, 46-50
Total hectares (Approximate)	489 996	

Land parcel No. 2 — All petroleum substances in all geological formations

Grid (NAD27)	Hectares	Sections
44-20-57-15	5 550	71-75, 81-85, 91-95
44-10-57-15	11 115	71-100
44-20-57-30	36 950	1-100
44-10-57-30	37 050	1-100
44-00-57-30	18 580	51-100
43-50-57-30	18 630	51-100
43-40-57-30	18 680	51-100
43-30-57-30	18 730	51-100
43-20-57-30	18 780	51-100
43-10-57-30	7 520	57-60, 67-70, 77-80, 87-90, 97-100
44-20-57-45	18 475	1-50
44-10-57-45	37 050	1-100
44-00-57-45	37 160	1-100
43-50-57-45	37 260	1-100
43-40-57-45	37 360	1-100
43-30-57-45	37 460	1-100
43-20-57-45	37 560	1-100
43-10-57-45	26 350	7-10, 17-20, 27-30, 37-40, 47-100
44-10-58-00	7 410	1-20
44-00-58-00	7 432	1-20
43-50-58-00	7 452	1-20
43-40-58-00	29 888	1-80
43-30-58-00	29 968	1-80
43-20-58-00	30 048	1-80
43-10-58-00	30 128	1-80
Total hectares (Approximate)	602 586	

Land parcel No. 3 — All petroleum substances in all geological formations

Parcel 3 includes partial sections, as noted in the table below, which abut the boundary between Nova Scotia and Newfoundland and Labrador, as defined by the *Newfoundland and Labrador Off-shore Area Line Regulations* (SOR/2003-192). The Nova Scotia–Newfoundland and Labrador boundary line along Parcel 3 is defined as a geodesic line between the points 44°55'51.9" N, 57°10'34.0" W and 44°14'13.9" N, 56°23'55.7" W (NAD83 datum). These points transform to 44°55'51.75" N, 57°10'36.95" W and 43°14'13.54" N, 56°23'58.86" W (NAD27 datum) using the NTV2 transformation.

Parcelle n° 1 — Tous les hydrocarbures dans toutes les formations géologiques (*suite*)

Grille (NAD27)	Hectares (ha)	Sections
43-20-58-30	26 292	1-70
43-10-58-30	9 405	6-10, 16-20, 26-30, 36-40, 46-50
Superficie totale (hectares) [Approximativement]	489 996	

Parcelle n° 2 — Tous les hydrocarbures dans toutes les formations géologiques

Grille (NAD27)	Hectares	Sections
44-20-57-15	5 550	71-75, 81-85, 91-95
44-10-57-15	11 115	71-100
44-20-57-30	36 950	1-100
44-10-57-30	37 050	1-100
44-00-57-30	18 580	51-100
43-50-57-30	18 630	51-100
43-40-57-30	18 680	51-100
43-30-57-30	18 730	51-100
43-20-57-30	18 780	51-100
43-10-57-30	7 520	57-60, 67-70, 77-80, 87-90, 97-100
44-20-57-45	18 475	1-50
44-10-57-45	37 050	1-100
44-00-57-45	37 160	1-100
43-50-57-45	37 260	1-100
43-40-57-45	37 360	1-100
43-30-57-45	37 460	1-100
43-20-57-45	37 560	1-100
43-10-57-45	26 350	7-10, 17-20, 27-30, 37-40, 47-100
44-10-58-00	7 410	1-20
44-00-58-00	7 432	1-20
43-50-58-00	7 452	1-20
43-40-58-00	29 888	1-80
43-30-58-00	29 968	1-80
43-20-58-00	30 048	1-80
43-10-58-00	30 128	1-80
Superficie totale (hectares) [Approximativement]	602 586	

Parcelle n° 3 — Tous les hydrocarbures dans toutes les formations géologiques

La parcelle 3 englobe des sections partielles, qui sont indiquées dans le tableau ci-dessous. Ces sections sont adjacentes à la limite entre la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador, telle qu'elle est définie dans le *Règlement sur les limites de la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador* (DORS/2003-192). Le long de la parcelle 3, la limite entre la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador est définie comme étant une ligne géodésique entre les points 44°55'51,9" N., 57°10'34,0" O. et 44°14'13,9" N., 56°23'55,7" O. (données NAD83). Ces coordonnées sont transformées en les coordonnées 44°55'51,75" N., 57°10'36,95" O. et 43°14'13,54" N., 56°23'58,86" O. (données NAD27) à l'aide de la fonction transformation de NTV2.

Land parcel No. 3 — All petroleum substances in all geological formations — *Continued*

Grid (NAD27)	Hectares	Sections
44-10-56-30	35	91* * Partial sections
44-00-56-30	6 544	61*, 71*, 72*, 73*, 74*, 75*, 81-84, 85*, 86*, 87*, 88*, 91-97, 98*, 99*, 100* * Partial sections
44-30-56-45	9 452	51*, 61*, 62*, 63*, 64*, 71-73, 74*, 75*, 76*, 77*, 81-86, 87*, 88*, 89*, 90*, 91-100 * Partial sections
44-20-56-45	20 836	21*, 31*, 32*, 33*, 34*, 41-43, 44*, 45*, 46*, 47*, 48*, 51-57, 58*, 59*, 60*, 61-100 * Partial sections
44-10-56-45	32 229	1*, 2*, 3*, 4*, 5*, 11-14, 15*, 16*, 17*, 18*, 21-27, 28*, 29*, 30*, 31-100 * Partial sections
44-00-56-45	37 160	1-100
44-30-57-00	36 850	1-100
44-20-57-00	36 950	1-100
44-10-57-00	37 050	1-100
44-00-57-00	37 160	1-100
44-30-57-15	18 450	1-5, 11-15, 21-25, 31-35, 41-45, 51-55, 61-65, 71-75, 81-85, 91-95
44-20-57-15	31 400	1-70, 76-80, 86-90, 96-100
44-10-57-15	25 935	1-70
44-00-57-15	10 396	3-10, 13-20, 27-30, 37-40, 47-50
Total hectares (Approximate)	340 412	

Land parcel No. 4 — All petroleum substances in all geological formations

Parcel 4 includes partial sections, as noted in the table below, which abut the boundary between Nova Scotia and Newfoundland and Labrador, as defined by the *Newfoundland and Labrador Offshore Area Line Regulations* (SOR/2003-192). The Nova Scotia–Newfoundland and Labrador boundary line along Parcel 4 is defined as a geodesic line between the points 44°55'51.9" N, 57°10'34.0" W and 44°14'13.9" N, 56°23'55.7" W (NAD83 datum). These points transform to 44°55'51.75" N, 57°10'36.95" W and 43°14'13.54" N, 56°23'58.86" W (NAD27 datum) using the NTV2 transformation.

Grid (NAD27)	Hectares	Sections
43-50-56-30	17 890	31*, 41, 42*, 43*, 44*, 45*, 51-54, 55*, 56*, 57*, 58*, 61-67, 68*, 69*, 70*, 71-100 * Partial sections
43-40-56-30	13 163	26*, 27*, 28*, 36, 37, 38*, 39*, 40*, 46-50, 56-60, 66-70, 76-80, 86-90, 96-100 * Partial sections
43-50-56-45	37 260	1-100
43-40-56-45	37 360	1-100
43-50-57-00	37 260	1-100

Parcelle n° 3 — Tous les hydrocarbures dans toutes les formations géologiques (*suite*)

Grille (NAD27)	Hectares	Sections
44-10-56-30	35	91* * Sections partielles
44-00-56-30	6 544	61*, 71*, 72*, 73*, 74*, 75*, 81-84, 85*, 86*, 87*, 88*, 91-97, 98*, 99*, 100* * Sections partielles
44-30-56-45	9 452	51*, 61*, 62*, 63*, 64*, 71-73, 74*, 75*, 76*, 77*, 81-86, 87*, 88*, 89*, 90*, 91-100 * Sections partielles
44-20-56-45	20 836	21*, 31*, 32*, 33*, 34*, 41-43, 44*, 45*, 46*, 47*, 48*, 51-57, 58*, 59*, 60*, 61-100 * Sections partielles
44-10-56-45	32 229	1*, 2*, 3*, 4*, 5*, 11-14, 15*, 16*, 17*, 18*, 21-27, 28*, 29*, 30*, 31-100 * Sections partielles
44-00-56-45	37 160	1-100
44-30-57-00	36 850	1-100
44-20-57-00	36 950	1-100
44-10-57-00	37 050	1-100
44-00-57-00	37 160	1-100
44-30-57-15	18 450	1-5, 11-15, 21-25, 31-35, 41-45, 51-55, 61-65, 71-75, 81-85, 91-95
44-20-57-15	31 400	1-70, 76-80, 86-90, 96-100
44-10-57-15	25 935	1-70
44-00-57-15	10 396	3-10, 13-20, 27-30, 37-40, 47-50
Superficie totale (hectares) [Approximativement]	340 412	

Parcelle n° 4 — Tous les hydrocarbures dans toutes les formations géologiques

La parcelle 4 englobe des sections partielles, qui sont indiquées dans le tableau ci-dessous. Ces sections sont adjacentes à la limite entre la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador, telle qu'elle est définie dans le *Règlement sur les limites de la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador* (DORS/2003-192). Le long de la parcelle 4, la limite entre la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador est définie comme étant une ligne géodésique entre les points 44°55'51,9" N., 57°10'34,0" O. et 44°14'13,9" N., 56°23'55,7" O. (données NAD83). Ces coordonnées sont transformées en les coordonnées 44°55'51,75" N., 57°10'36,95" O. et 43°14'13,54" N., 56°23'58,86" O. (données NAD27) à l'aide de la fonction transformation de NTV2.

Grille (NAD27)	Hectares	Sections
43-50-56-30	17 890	31*, 41, 42*, 43*, 44*, 45*, 51-54, 55*, 56*, 57*, 58*, 61-67, 68*, 69*, 70*, 71-100 * Sections partielles
43-40-56-30	13 163	26*, 27*, 28*, 36, 37, 38*, 39*, 40*, 46-50, 56-60, 66-70, 76-80, 86-90, 96-100 * Sections partielles
43-50-56-45	37 260	1-100
43-40-56-45	37 360	1-100
43-50-57-00	37 260	1-100

Land parcel No. 4 — All petroleum substances in all geological formations — *Continued*

Grid (NAD27)	Hectares	Sections
43-40-57-00	37 360	1-100
43-30-57-00	9 355	56-60, 66-70, 76-80, 86-90, 96-100
44-00-57-15	26 764	1, 2, 11, 12, 21-26, 31-36, 41-46, 51-100
43-50-57-15	37 260	1-100
43-40-57-15	37 360	1-100
43-30-57-15	37 460	1-100
43-20-57-15	37 560	1-100
43-10-57-15	15 040	7-10, 17-20, 27-30, 37-40, 47-50, 57-60, 67-70, 77-80, 87-90, 97-100
44-00-57-30	18 580	1-50
43-50-57-30	18 630	1-50
43-40-57-30	18 680	1-50
43-30-57-30	18 730	1-50
43-20-57-30	18 780	1-50
43-10-57-30	7 520	7-10, 17-20, 27-30, 37-40, 47-50
Total hectares (Approximate)	482 013	

[23-1-o]

Parcelle n° 4 — Tous les hydrocarbures dans toutes les formations géologiques (*suite*)

Grille (NAD27)	Hectares	Sections
43-40-57-00	37 360	1-100
43-30-57-00	9 355	56-60, 66-70, 76-80, 86-90, 96-100
44-00-57-15	26 764	1, 2, 11, 12, 21-26, 31-36, 41-46, 51-100
43-50-57-15	37 260	1-100
43-40-57-15	37 360	1-100
43-30-57-15	37 460	1-100
43-20-57-15	37 560	1-100
43-10-57-15	15 040	7-10, 17-20, 27-30, 37-40, 47-50, 57-60, 67-70, 77-80, 87-90, 97-100
44-00-57-30	18 580	1-50
43-50-57-30	18 630	1-50
43-40-57-30	18 680	1-50
43-30-57-30	18 730	1-50
43-20-57-30	18 780	1-50
43-10-57-30	7 520	7-10, 17-20, 27-30, 37-40, 47-50
Superficie totale (hectares) [Approximativement]	482 013	

[23-1-o]

CANADIAN INTERNATIONAL TRADE TRIBUNAL

APPEAL

Notice No. HA-2014-007

The Canadian International Trade Tribunal (the Tribunal) will hold a public hearing to consider the appeal referenced hereunder. 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 613-998-9908 to obtain further information and to confirm that the hearing will be held as scheduled.

Special Import Measures Act

Canadian Tire Corporation, Limited v. President of the Canada Border Services Agency

Date of Hearing: July 10, 2014

Appeal No.: AP-2012-035

Goods in Issue: Certain thermoelectric containers

Issues: The first issue is whether the *Special Import Measures Act* (SIMA) empowers the President of the Canada Border Services Agency (CBSA) to re-determine all aspects of the assessment at issue or only the issues raised in the request filed by Canadian Tire Corporation, Limited under section 58 of SIMA. The second issue is whether the normal values applied by the CBSA in its re-determination were determined in accordance with the provisions of SIMA and the *Special Import Measures Regulations*.

May 26, 2014

By order of the Tribunal
GILLIAN BURNETT
Secretary

[23-1-o]

TRIBUNAL CANADIEN DU COMMERCE EXTÉRIEUR

APPEL

Avis n° HA-2014-007

Le Tribunal canadien du commerce extérieur (le Tribunal) 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 613-998-9908 si elles désirent plus de renseignements ou si elles veulent confirmer la date de l'audience.

Loi sur les mesures spéciales d'importation

La Société Canadian Tire Limitée c. Président de l'Agence des services frontaliers du Canada

Date de l'audience : 10 juillet 2014

Appel n° : AP-2012-035

Marchandises en

cause : Certains conteneurs thermoélectriques

Questions en litige : La première question en litige consiste à déterminer si la *Loi sur les mesures spéciales d'importation* (LMSI) autorise le président de l'Agence des services frontaliers du Canada (ASFC) à réviser tout aspect de la cotisation en question ou seulement les questions soulevées dans la demande déposée par La Société Canadian Tire Limitée aux termes de l'article 58 de la LMSI. La deuxième question en litige consiste à déterminer si les valeurs normales utilisées par l'ASFC lors de sa révision ont été établies conformément aux dispositions de la LMSI et du *Règlement sur les mesures spéciales d'importation*.

Le 26 mai 2014

Par ordre du Tribunal
La secrétaire
GILLIAN BURNETT

[23-1-o]

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

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

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

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

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

The following applications were posted on the Commission's Web site between 23 May 2014 and 29 May 2014:

Newcap Inc.
Corner Brook, Newfoundland and Labrador
2014-0449-1
Amendment to the technical parameters for CFCB
Deadline for submission of interventions, comments and/or answers: 25 June 2014

Radio Saguenay inc.
Chicoutimi, Quebec
2014-0439-2
Amendment to several conditions of licence for CKRS-FM
Deadline for submission of interventions, comments and/or answers: 26 June 2014

[23-1-o]

CANADIAN RADIO-TELEVISION AND TELECOMMUNICATIONS COMMISSION**NOTICE OF CONSULTATION**

2014-282

29 May 2014

Notice of applications received

Across Canada
Deadline for submission of interventions, comments and/or answers: 3 July 2014

The Commission has received the following applications:

Groupe V Média inc.
Across Canada
Applications by Groupe V Média inc. (Groupe V) on behalf of MusiquePlus Inc., licensee of the French-language specialty

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

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

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

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

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

Les demandes suivantes ont été affichées sur le site Web du Conseil entre le 23 mai 2014 et le 29 mai 2014 :

Newcap Inc.
Corner Brook (Terre-Neuve-et-Labrador)
2014-0449-1
Modification des paramètres techniques de CFCB
Date limite pour le dépôt des interventions, des observations ou des réponses : le 25 juin 2014

Radio Saguenay inc.
Chicoutimi (Québec)
2014-0439-2
Changements à plusieurs conditions de licence pour CKRS-FM
Date limite pour le dépôt des interventions, des observations ou des réponses : le 26 juin 2014

[23-1-o]

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

2014-282

Le 29 mai 2014

Avis de demandes reçues

L'ensemble du Canada
Date limite pour le dépôt des interventions, des observations ou des réponses : le 3 juillet 2014

Le Conseil a été saisi des demandes suivantes :

Groupe V Média inc.
L'ensemble du Canada
Demandes par Groupe V Média inc. (Groupe V) au nom de MusiquePlus inc., titulaire des services spécialisés de

Category A services MusiquePlus and MusiMax, for authority to transfer the ownership and effective control of the licensee from the trustee Pierre Boivin to Groupe V, and to amend certain conditions of licence of MusiquePlus and MusiMax.

[23-1-o]

catégorie A de langue française MusiquePlus et MusiMax, afin d'obtenir l'autorisation de modifier la propriété et le contrôle effectif du titulaire, qui passera du fiduciaire M. Pierre Boivin à Groupe V, et afin de modifier certaines des conditions de licence des services MusiquePlus et MusiMax.

[23-1-o]

CANADIAN RADIO-TELEVISION AND TELECOMMUNICATIONS COMMISSION

DECISIONS

2014-272

27 May 2014

Utilities Consumers' Group Society
Whitehorse, Yukon Territory

Approved — Application to renew the broadcasting licence for the English-language community radio station CJUC-FM Whitehorse.

2014-273

27 May 2014

Radio communautaire Cornwall-Alexandria Inc.
Cornwall, Ontario

Approved — Application to renew the broadcasting licence for the French-language community radio station CHOD-FM Cornwall.

2014-274

27 May 2014

Radio Anticosti
Port-Menier, Quebec

Approved — Application to renew the broadcasting licence for the French-language community radio station CJBE-FM Port-Menier.

2014-275

27 May 2014

Radio communautaire de l'Estrie
Sherbrooke, Quebec

Approved — Application to renew the broadcasting licence for the French-language community radio station CFLX-FM Sherbrooke.

2014-276

27 May 2014

Various licensees
Various locations across Canada

Approved — Applications to renew the broadcasting licences for the campus radio stations listed in the appendix to the decision.

2014-279

28 May 2014

Cobequid Radio Society
Lower Sackville, Nova Scotia

Approved in part — Application for a broadcasting licence to operate an English-language community FM radio station in Lower Sackville.

Hubbards Radio Society
Hubbards, Nova Scotia

Approved — Application for a broadcasting licence to operate an English-language community FM radio station in Hubbards.

CONSEIL DE LA RADIODIFFUSION ET DES TÉLÉCOMMUNICATIONS CANADIENNES

DÉCISIONS

2014-272

Le 27 mai 2014

Utilities Consumers' Group Society
Whitehorse (Territoire du Yukon)

Approuvé — Demande en vue de renouveler la licence de radiodiffusion de la station de radio communautaire de langue anglaise CJUC-FM Whitehorse.

2014-273

Le 27 mai 2014

Radio communautaire Cornwall-Alexandria Inc.
Cornwall (Ontario)

Approuvé — Demande en vue de renouveler la licence de radiodiffusion de la station de radio communautaire de langue française CHOD-FM Cornwall.

2014-274

Le 27 mai 2014

Radio Anticosti
Port-Menier (Québec)

Approuvé — Demande en vue de renouveler la licence de radiodiffusion de la station de radio communautaire de langue française CJBE-FM Port-Menier.

2014-275

Le 27 mai 2014

Radio communautaire de l'Estrie
Sherbrooke (Québec)

Approuvé — Demande en vue de renouveler la licence de radiodiffusion de la station de radio communautaire de langue française CFLX-FM Sherbrooke.

2014-276

Le 27 mai 2014

Divers titulaires
Diverses localités au Canada

Approuvé — Demandes en vue de renouveler les licences de radiodiffusion des stations de radio de campus énumérées à l'annexe de la décision.

2014-279

Le 28 mai 2014

Cobequid Radio Society
Lower Sackville (Nouvelle-Écosse)

Approuvé en partie — Demande en vue d'obtenir une licence de radiodiffusion afin d'exploiter une station de radio FM communautaire de langue anglaise à Lower Sackville.

Hubbards Radio Society
Hubbards (Nouvelle-Écosse)

Approuvé — Demande en vue d'obtenir une licence de radiodiffusion afin d'exploiter une station de radio FM communautaire de langue anglaise à Hubbards.

<p>2014-281</p> <p>Golden West Broadcasting Ltd. Estevan, Saskatchewan</p> <p>Approved — Applications to change the authorized contours of the radio stations CJSL, CKSE-FM and CHSN-FM Estevan.</p>	<p>28 May 2014</p>	<p>2014-281</p> <p>Golden West Broadcasting Ltd. Estevan (Saskatchewan)</p> <p>Approuvé — Demandes en vue de modifier les périmètres de rayonnement autorisés des stations de radio CJSL, CKSE-FM et CHSN-FM Estevan.</p>	<p>Le 28 mai 2014</p>
<p>2014-284</p> <p>La Corporation des médias étudiants de l'Université Laval (CoMÉUL) Sainte-Foy, Quebec</p> <p>Approved — Application to renew the broadcasting licence for the French-language campus radio station CHYZ-FM Sainte-Foy.</p>	<p>29 May 2014</p>	<p>2014-284</p> <p>La Corporation des médias étudiants de l'Université Laval (CoMÉUL) Sainte-Foy (Québec)</p> <p>Approuvé — Demande en vue de renouveler la licence de radiodiffusion de la station de radio de campus de langue française CHYZ-FM Sainte-Foy.</p>	<p>Le 29 mai 2014</p>
<p>2014-285</p> <p>CKDJ-FM Algonquin Radio Nepean, Ontario</p> <p>Approved — Application to renew the broadcasting licence for the English-language campus radio station CKDJ-FM Nepean.</p>	<p>29 May 2014</p>	<p>2014-285</p> <p>CKDJ-FM Algonquin Radio Nepean (Ontario)</p> <p>Approuvé — Demande en vue de renouveler la licence de radiodiffusion de la station de radio de campus de langue anglaise CKDJ-FM Nepean.</p>	<p>Le 29 mai 2014</p>
<p>2014-286</p> <p>Laurentian Student and Community Radio Corporation Sudbury, Ontario</p> <p>Approved — Application to renew the broadcasting licence for the English-language campus radio station CKLU-FM Sudbury.</p>	<p>29 May 2014</p>	<p>2014-286</p> <p>Laurentian Student and Community Radio Corporation Sudbury (Ontario)</p> <p>Approuvé — Demande en vue de renouveler la licence de radiodiffusion de la station de radio de campus de langue anglaise CKLU-FM Sudbury.</p>	<p>Le 29 mai 2014</p>

[23-1-o]

[23-1-o]

PUBLIC SERVICE COMMISSION**PUBLIC SERVICE EMPLOYMENT ACT***Permission granted (Gagnon, Annik Irène)*

The Public Service Commission of Canada, pursuant to section 116 of the *Public Service Employment Act*, hereby gives notice that it has granted permission, pursuant to subsection 115(2) of the said Act, to Annik Irène Gagnon, COMSEC Custodian and Security Coordinator (AS-4), Technology and Information Management Services Directorate, Department of Transport, Ottawa, Ontario, to be a candidate, before and during the election period, for the position of Councillor for the Municipality of Denholm, Quebec, in a municipal election held on November 3, 2013.

May 23, 2014

KATHY NAKAMURA
*Director General
Political Activities and
Non-Partisanship Directorate*

[23-1-o]

PUBLIC SERVICE COMMISSION**PUBLIC SERVICE EMPLOYMENT ACT***Permission granted (Pickett, Karolyne)*

The Public Service Commission of Canada, pursuant to section 116 of the *Public Service Employment Act*, hereby gives notice

COMMISSION DE LA FONCTION PUBLIQUE**LOI SUR L'EMPLOI DANS LA FONCTION PUBLIQUE***Permission accordée (Gagnon, Annik Irène)*

La Commission de la fonction publique du Canada, en vertu de l'article 116 de la *Loi sur l'emploi dans la fonction publique*, donne avis par la présente qu'elle a accordé à Annik Irène Gagnon, gardien de la SECOM et coordonnateur de la sécurité (AS-4), Direction des services de gestion de la technologie et de l'information, ministère des Transports, Ottawa (Ontario), la permission, aux termes du paragraphe 115(2) de ladite loi, de se porter candidate, avant et pendant la période électorale, au poste de conseillère de la Municipalité de Denholm (Québec), à l'élection municipale qui a eu lieu le 3 novembre 2013.

Le 23 mai 2014

*La directrice générale
Direction des activités politiques
et de l'impartialité politique*
KATHY NAKAMURA

[23-1-o]

COMMISSION DE LA FONCTION PUBLIQUE**LOI SUR L'EMPLOI DANS LA FONCTION PUBLIQUE***Permission accordée (Pickett, Karolyne)*

La Commission de la fonction publique du Canada, en vertu de l'article 116 de la *Loi sur l'emploi dans la fonction publique*, donne

that it has granted permission, pursuant to subsection 115(2) of the said Act, to Karolyne Pickett, Species at Risk Biologist (BI-3), Canadian Wildlife Service — Ontario, Department of the Environment, Toronto, Ontario, to be a candidate, before and during the election period, for the positions of Councillor, Ward 1, and Deputy Mayor for the City of Guelph, Ontario, in a municipal election to be held on October 27, 2014.

May 29, 2014

KATHY NAKAMURA
*Director General
Political Activities and
Non-Partisanship Directorate*

[23-1-o]

avis par la présente qu'elle a accordé à Karolyne Pickett, biologiste des espèces sauvages en péril (BI-3), Service canadien de la faune — Ontario, ministère de l'Environnement, Toronto (Ontario), la permission, aux termes du paragraphe 115(2) de ladite loi, de se porter candidate, avant et pendant la période électorale, aux postes de conseillère, quartier 1, et de mairesse suppléante de la Ville de Guelph (Ontario), à l'élection municipale prévue pour le 27 octobre 2014.

Le 29 mai 2014

*La directrice générale
Direction des activités politiques
et de l'impartialité politique*
KATHY NAKAMURA

[23-1-o]

MISCELLANEOUS NOTICES**ABORIGINAL HEALING FOUNDATION****SURRENDER OF CHARTER**

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

May 15, 2014

GEORGES ERASMUS
President

[23-1-o]

ALLSTATE INSURANCE COMPANY OF CANADA**APPLICATION TO ESTABLISH AN INSURANCE COMPANY**

Notice is hereby given, pursuant to subsection 25(2) of the *Insurance Companies Act* (Canada), that Allstate Insurance Company of Canada, a subsidiary of The Allstate Corporation, intends to file with the Superintendent of Financial Institutions, on or after June 16, 2014, an application for the Minister of Finance to issue letters patent incorporating an insurance company to carry on the business of automobile and property insurance in Canada. Its head office will be located in Markham, Ontario.

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, Ottawa, Ontario K1A 0H2, on or before July 14, 2014.

May 24, 2014

ALLSTATE INSURANCE COMPANY OF CANADA

Note: The publication of this Notice should not be construed as evidence that letters patent will be issued to incorporate the 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.

[21-4-o]

FELLOWSHIP OF CATHOLIC SCHOLARS, CANADA**RELOCATION OF HEAD OFFICE**

Notice is hereby given that the Fellowship of Catholic Scholars, Canada has changed the location of its head office to the city of Barry's Bay, province of Ontario.

May 20, 2014

ROBERT BERARD
President

[23-1-o]

AVIS DIVERS**ABORIGINAL HEALING FOUNDATION****ABANDON DE CHARTE**

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

Le 15 mai 2014

Le président
GEORGES ERASMUS

[23-1-o]

ALLSTATE DU CANADA, COMPAGNIE D'ASSURANCE**DEMANDE DE CONSTITUTION D'UNE SOCIÉTÉ D'ASSURANCES**

Avis est par les présentes donné, conformément au paragraphe 25(2) de la *Loi sur les sociétés d'assurances* (Canada), que Allstate du Canada, Compagnie d'Assurance, filiale de The Allstate Corporation, a l'intention de déposer auprès du surintendant des institutions financières, au plus tôt le 16 juin 2014, une demande pour que le ministre des Finances délivre des lettres patentes en vue de constituer une société d'assurances. Cette société exercera ses activités dans les branches suivantes : assurance automobile et assurance de biens au Canada. Son siège sera situé à Markham (Ontario).

Quiconque s'oppose au projet de constitution peut notifier par écrit son opposition au Bureau du surintendant des institutions financières, 255, rue Albert, Ottawa (Ontario) K1A 0H2, au plus tard le 14 juillet 2014.

Le 24 mai 2014

ALLSTATE DU CANADA, COMPAGNIE D'ASSURANCE

Nota : La publication du présent avis ne doit pas être interprétée comme une attestation de la délivrance de lettres patentes visant à constituer la société. La délivrance des lettres patentes sera tributaire du processus normal d'examen des demandes prévu par la *Loi sur les sociétés d'assurances* (Canada) et de la décision du ministre des Finances.

[21-4-o]

AMICALE DES SAVANTS CATHOLIQUES, CANADA**CHANGEMENT DE LIEU DU SIÈGE SOCIAL**

Avis est par les présentes donné qu'Amicale des Savants Catholiques, Canada a changé le lieu de son siège social, qui est maintenant situé à Barry's Bay, province d'Ontario.

Le 20 mai 2014

Le président
ROBERT BERARD

[23-1-o]

IMMUNOLOGY MONTREAL**SURRENDER OF CHARTER**

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

May 28, 2014

MARIANNA NEWKIRK
President

[23-1-o]

NATIONAL INDIAN & INUIT COMMUNITY HEALTH REPRESENTATIVE ORGANIZATION (NIICHO) / ORGANISATION NATIONALE DES REPRESENTANTS INDIENS & INUIT EN SANTE COMMUNAUTAIRE (ONRIISC)

SURRENDER OF CHARTER

Notice is hereby given that NATIONAL INDIAN & INUIT COMMUNITY HEALTH REPRESENTATIVE ORGANIZATION (NIICHO) / ORGANISATION NATIONALE DES REPRESENTANTS INDIENS & INUIT EN SANTE COMMUNAUTAIRE (ONRIISC) intends to apply to the Minister of Industry for leave to surrender its charter pursuant to subsection 32(1) of the *Canada Corporations Act*.

May 6, 2014

HELEN HUNTER
President

[23-1-o]

THE PRUDENTIAL ASSURANCE COMPANY LIMITED

THE PRUDENTIAL ASSURANCE COMPANY LIMITED (OF ENGLAND) [the name under which the company was authorized to insure in Canada risks]

RELEASE OF ASSETS

Pursuant to section 651 of the *Insurance Companies Act* (Canada) [the "Act"], notice is hereby given that The Prudential Assurance Company Limited intends to apply to the Superintendent of Financial Institutions (Canada) on or after June 28, 2014, for an order authorizing the release of the assets that it maintains in Canada in accordance with the Act.

Any policyholder or creditor in respect of The Prudential Assurance Company Limited's insurance business in Canada opposing that release is invited to file an opposition by mail to the Office of the Superintendent of Financial Institutions (Canada), Legislation and Approvals Division, 255 Albert Street, Ottawa, Ontario K1A 0H2, or by email at approvalsandprecedents@osfi-bsif.gc.ca, on or before June 28, 2014.

May 17, 2014

[20-4-o]

IMMUNOLOGIE MONTRÉAL**ABANDON DE CHARTE**

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

Le 28 mai 2014

La présidente
MARIANNA NEWKIRK

[23-1-o]

NATIONAL INDIAN & INUIT COMMUNITY HEALTH REPRESENTATIVE ORGANIZATION (NIICHO) / ORGANISATION NATIONALE DES REPRESENTANTS INDIENS & INUIT EN SANTE COMMUNAUTAIRE (ONRIISC)

ABANDON DE CHARTE

Avis est par les présentes donné que la NATIONAL INDIAN & INUIT COMMUNITY HEALTH REPRESENTATIVE ORGANIZATION (NIICHO) / ORGANISATION NATIONALE DES REPRESENTANTS INDIENS & INUIT EN SANTE COMMUNAUTAIRE (ONRIISC) demandera au ministre de l'Industrie la permission d'abandonner sa charte en vertu du paragraphe 32(1) de la *Loi sur les corporations canadiennes*.

Le 6 mai 2014

La présidente
HELEN HUNTER

[23-1-o]

THE PRUDENTIAL ASSURANCE COMPANY LIMITED

THE PRUDENTIAL ASSURANCE COMPANY LIMITED (OF ENGLAND) [la dénomination sous laquelle la société a été autorisée à garantir au Canada des risques]

LIBÉRATION D'ACTIF

Conformément à l'article 651 de la *Loi sur les sociétés d'assurances* (Canada) [la « Loi »], avis est par les présentes donné que The Prudential Assurance Company Limited a l'intention de faire une demande auprès du surintendant des institutions financières (Canada), le 28 juin 2014 ou après cette date, afin de libérer l'actif qu'elle maintient au Canada conformément à la Loi.

Tout créancier ou souscripteur de The Prudential Assurance Company Limited concernant les opérations au Canada de cette dernière qui s'oppose à cette libération est invité à faire acte d'opposition auprès de la Division de la législation et des approbations du Bureau du surintendant des institutions financières (Canada), soit par la poste à l'adresse 255, rue Albert, Ottawa (Ontario) K1A 0H2, soit par courriel à l'adresse approbationsetprecedents@osfi-bsif.gc.ca, au plus tard le 28 juin 2014.

Le 17 mai 2014

[20-4-o]

WOOD PRODUCTS QUALITY COUNCIL (WPQC)

SURRENDER OF CHARTER

Notice is hereby given that Wood Products Quality Council (WPQC) intends to apply to the Minister of Industry for leave to surrender its charter pursuant to subsection 32(1) of the *Canada Corporations Act*.

May 9, 2014

ROBERT KOZAK
President

[23-1-o]

WOOD PRODUCTS QUALITY COUNCIL (WPQC)

ABANDON DE CHARTE

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

Le 9 mai 2014

Le président
ROBERT KOZAK

[23-1-o]

PROPOSED REGULATIONS**RÈGLEMENTS PROJETÉS***Table of Contents**Table des matières*

	<i>Page</i>		<i>Page</i>
Citizenship and Immigration, Dept. of, and Dept. of Public Safety and Emergency Preparedness Regulations Amending the Immigration and Refugee Protection Regulations.....	1311	Citoyenneté et de l'Immigration, min. de la, et min. de la Sécurité publique et de la Protection civile Règlement modifiant le Règlement sur l'immigration et la protection des réfugiés	1311
Environment, Dept. of the, and Dept. of Health Multi-sector Air Pollutants Regulations.....	1321	Environnement, min. de l', et min. de la Santé Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques	1321
Industry, Dept. of, and Dept. of Justice Order Designating Prince Edward Island for the Purposes of the Criminal Interest Rate Provisions of the Criminal Code.....	1461	Industrie, min. de l', et min. de la Justice Décret de désignation de l'Île-du-Prince-Édouard relativement aux dispositions sur le taux d'intérêt criminel du Code criminel.....	1461
Pacific Pilotage Authority Regulations Amending the Pacific Pilotage Regulations	1469	Administration de pilotage du Pacifique Règlement modifiant le Règlement sur le pilotage dans la région du Pacifique	1469

Regulations Amending the Immigration and Refugee Protection Regulations

Statutory authority

Immigration and Refugee Protection Act

Sponsoring departments

Department of Citizenship and Immigration and Department of Public Safety and Emergency Preparedness

Règlement modifiant le Règlement sur l'immigration et la protection des réfugiés

Fondement législatif

Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés

Ministères responsables

Ministère de la Citoyenneté et de l'Immigration et ministère de la Sécurité publique et de la Protection civile

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(This statement is not part of the Regulations.)

Background

The federal government has exclusive jurisdiction over Canada's admissibility policy, which is administered by Citizenship and Immigration Canada (CIC) and the Canada Border Services Agency (CBSA) at all points of service (i.e. outside Canada, at ports of entry, and inland). The *Immigration and Refugee Protection Act* (IRPA) provides a high-level framework that aims to reap the economic, social and cultural benefits of immigration, while protecting the health, safety, and security of Canadians. The IRPA's objectives are achieved, in part, through a set of nine inadmissibility provisions that control the admission of individuals to Canada. The Minister of Citizenship and Immigration (the Minister of CIC) is responsible for six of these provisions (criminality, health, financial reasons, misrepresentation, non-compliance, and inadmissible family members), while the Minister of Public Safety is responsible for three (security, human or international rights violations, and organized criminality).

In 2010, CIC launched a review of the IRPA's inadmissibility and related provisions in consultation with the CBSA and other federal partners. The purpose of the admissibility review was to ensure that officials continue to have the tools necessary to maintain the integrity of Canada's immigration system. This review also examined a number of recurrent issues that have surfaced since the implementation of the IRPA in 2002, such as expediting the removal process for individuals who are inadmissible for serious criminality and greater facilitation for low-risk travellers.

The admissibility review resulted in the introduction of the *Faster Removal of Foreign Criminals Act* (FRFCA), which contained a number of legislative amendments to the IRPA to enhance the safety and security of Canadians, strengthen the integrity of the immigration program, and facilitate entry to further support Canadian interests. A number of the FRFCA amendments came into force when the FRFCA received Royal Assent on June 19, 2013.

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

(Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.)

Contexte

Le gouvernement fédéral a compétence exclusive en ce qui a trait à la politique du Canada en matière d'admissibilité, qui est administrée par Citoyenneté et Immigration Canada (CIC) et par l'Agence des services frontaliers du Canada (ASFC) dans tous les points de service (c'est-à-dire à l'extérieur du Canada, dans les points d'entrée et dans les bureaux intérieurs). La *Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés* (LIPR) fournit un cadre global qui vise à permettre de profiter des avantages économiques, sociaux et culturels de l'immigration tout en protégeant la santé et la sécurité des Canadiens. Les objectifs de la LIPR sont atteints en partie grâce à neuf dispositions sur l'interdiction de territoire qui contrôlent l'admission des personnes au Canada. Le ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration (le ministre de CIC) est responsable de six des dispositions (criminalité, motifs sanitaires, motifs financiers, fausses déclarations, manquement à la loi et inadmissibilité familiale), tandis que le ministre de la Sécurité publique est responsable des trois autres (sécurité, atteintes aux droits humains ou internationaux et criminalité organisée).

En 2010, CIC a lancé un examen des dispositions de la LIPR sur l'interdiction de territoire et les dispositions connexes, en consultation avec l'ASFC et d'autres partenaires fédéraux. L'objet de l'examen de l'admissibilité était de garantir que les fonctionnaires disposent toujours des outils nécessaires pour préserver l'intégrité du système d'immigration du Canada. Cet examen a également porté sur un certain nombre de problèmes récurrents apparus depuis la mise en œuvre de la LIPR, en 2002, comme l'accélération du processus de renvoi des personnes interdites de territoire pour grande criminalité et une facilitation accrue pour les voyageurs qui présentent un faible risque.

Cet examen a été à l'origine du dépôt de la *Loi accélérant le renvoi de criminels étrangers* (LARCE), qui comportait un certain nombre de modifications législatives à la LIPR visant à accroître la sécurité des Canadiens, à renforcer l'intégrité du programme d'immigration et à faciliter l'entrée de façon à mieux servir les intérêts canadiens. Un certain nombre de modifications contenues dans la LARCE sont entrées en vigueur lorsque celle-ci a obtenu la sanction royale le 19 juin 2013.

However, legislative amendments in the following areas are not yet in force:

1. increasing consequences for misrepresentation from a two-year inadmissibility to five years, including a five-year ban on applying for permanent resident status;
2. placing additional restrictions on the temporary entry of foreign nationals who have family members inadmissible on the grounds of security, human or international rights violations, or organized criminality; and
3. allowing permanent residents to voluntarily renounce their status.

This Regulatory Impact Analysis Statement focuses on proposed amendments to the *Immigration and Refugee Protection Regulations* (the Regulations) that would support the implementation of the above amendments provided in the FRFCA.

Issues

During the admissibility review, CIC and key federal partners identified concerns related to the consequences for immigration fraud, the admissibility of foreign nationals who have inadmissible non-accompanying family members and the lack of a legislative provision to allow individuals with no intent of living in Canada to renounce their permanent resident status.

1. Misrepresentation

An examination of the effectiveness of the IRPA's current misrepresentation provision — that is, the two-year period of inadmissibility that bans a foreign national from entering or remaining in Canada because of directly or indirectly misrepresenting or withholding material facts that cause an error in the administration of the IRPA — determined that it is not sufficient to deter fraudulent applications, particularly for permanent resident applicants, as processing times in this stream can be in excess of two years. In those cases, permanent resident applicants who have been found to have provided false information can simply reapply almost immediately and wait in the processing queue for the two-year inadmissibility period to be completed. In practice, there is little or no consequence for these applicants.

2. Inadmissible family member

Currently, the fact that non-accompanying family members are inadmissible on grounds of security (section 34), human or international rights violations (section 35), or organized criminality (section 37) does not render a temporary resident applicant inadmissible. For example, the common-law partner of an organized crime syndicate leader, or the spouse of a dictator known to have committed crimes against humanity, would be admissible if their application for temporary residence were made separately from that of the organized crime syndicate leader or dictator. Allowing entry to family members of those inadmissible under security, human or international rights violations or organized criminality could potentially pose a threat to the safety and security of Canadians where familial ties could allow for the inadmissible individual to expand networks in Canada, or could be undesirable from both a public and foreign policy perspective (in cases where an individual is living on the avails of their immediate family member's nefarious activities).

Toutefois, les modifications législatives portant sur les questions suivantes ne sont pas encore en vigueur :

1. accroître les conséquences pour fausses déclarations, faisant passer l'interdiction de territoire de deux ans à cinq ans, y compris une interdiction de présenter une demande de résidence permanente pendant cinq ans;
2. ajouter des restrictions concernant l'entrée temporaire d'étrangers qui ont des membres de la famille interdits de territoire pour des motifs de sécurité, d'atteinte aux droits humains ou internationaux ou de criminalité organisée;
3. permettre aux résidents permanents de renoncer volontairement à leur statut.

Le présent résumé de l'étude d'impact de la réglementation met l'accent sur les modifications proposées au *Règlement sur l'immigration et la protection des réfugiés* (le Règlement) qui appuieraient la mise en œuvre des modifications susmentionnées prévues dans la LARCE.

Enjeux

Pendant l'examen de l'admissibilité, CIC et les principaux partenaires fédéraux ont exprimé des inquiétudes en ce qui a trait aux conséquences liées à la fraude en matière d'immigration, à l'admissibilité des étrangers ayant des membres de leur famille ne les accompagnant pas qui sont interdits de territoire, et à l'absence d'une disposition législative permettant à des personnes n'ayant pas l'intention de vivre au Canada de renoncer à leur statut de résident permanent.

1. Fausses déclarations

Un examen de l'efficacité de la disposition actuelle de la LIPR sur les fausses déclarations — c'est-à-dire la période d'interdiction de territoire de deux ans qui empêche un étranger d'entrer ou de séjourner au Canada s'il a directement ou indirectement fait une présentation erronée sur un fait important, ou une réticence sur ce fait, qui entraîne une erreur dans l'administration de la LIPR — a permis de déterminer que le fait de prévenir les demandes frauduleuses n'est pas suffisant, en particulier dans le cas des demandeurs de la résidence permanente, puisque les délais de traitement des demandes présentées au titre de ce volet peuvent excéder deux ans. Dans ces cas, les demandeurs de la résidence permanente qui ont fourni de faux renseignements peuvent simplement présenter une nouvelle demande presque immédiatement et rester dans la file d'attente pendant que s'écoule la période d'interdiction de territoire de deux ans. Dans la pratique, les conséquences pour ce type de demandeur sont inexistantes ou minimes.

2. Inadmissibilité familiale

À l'heure actuelle, le fait que les membres de la famille qui n'accompagnent pas le demandeur soient interdits de territoire pour motifs de sécurité (article 34), d'atteinte aux droits humains ou internationaux (article 35) ou de criminalité organisée (article 37) n'a pas comme conséquence de rendre un demandeur de la résidence temporaire interdit de territoire. Par exemple, le conjoint de fait du dirigeant d'une organisation criminelle ou l'époux d'un dictateur connu pour avoir commis des crimes contre l'humanité seraient admissibles si leur demande de résidence temporaire était présentée séparément de celle du dirigeant ou du dictateur. Le fait d'accorder l'entrée aux membres de la famille des personnes interdites de territoire pour des motifs de sécurité, d'atteinte aux droits humains ou internationaux ou de criminalité organisée pourrait éventuellement constituer une menace à la sécurité des Canadiens lorsque les liens familiaux pourraient permettre à la personne interdite de territoire d'étendre ses réseaux au Canada, ou pourrait être non souhaitable pour la politique publique ainsi que pour la politique étrangère (dans les cas où une personne vit des produits des activités malveillantes des membres de sa famille immédiate).

3. Voluntary renunciation

Presently, there is no mechanism in the IRPA to enable permanent residents to renounce their status voluntarily. In some cases, permanent residents know that they failed to meet residency obligations and have no desire to remain in Canada as permanent residents, yet they wish to visit Canada without being reported for non-compliance with respect to their residency requirements.

In other cases, such individuals may be required to provide proof that they have relinquished permanent resident status in order to obtain benefits from their country of origin or a third country, for example, to accept a diplomatic posting, renew civil documents (e.g. national identity cards, health/pension coverage), or enter military service.

Objectives

The proposed regulatory changes would support implementation of the legislative amendments contained in the FRFCA to strengthen the integrity of the immigration program, enhance the safety and security of Canadians, and facilitate entry to support Canadian interests.

The objectives of the proposed regulatory amendments are

1. to strengthen the integrity of the immigration program by
 - (a) increasing the regulatory consequences for misrepresentation that pertain to removal orders and the requirement to seek authorization to return to Canada, which would create a stronger deterrent to foreign nationals and permanent residents providing false information in immigration applications related to both temporary and permanent resident status, and
 - (b) bringing Canada more in line with the severe penalties imposed by our key international partners, which would make Canada a less attractive option for those who hope to gain immigration status by misrepresenting their circumstances;
2. to enhance the safety and security of Canadians by imposing further restrictions on access to Canada by visitors with immediate family members who are inadmissible on grounds of security, human or international rights violations, or organized criminality; and
3. to strengthen the integrity and efficiency of the immigration program by allowing permanent residents who no longer wish to maintain their status in Canada to voluntarily give up their status in a simple and straightforward manner.

Description

These objectives would be achieved through the following proposed regulatory amendments:

Increase consequences for misrepresentation

In order to implement the legislative increase in consequences for misrepresentation, as recently amended in the IRPA, the proposed Regulations would ensure that the exclusion order issued for misrepresentation is increased from a two-year exclusion period to a five-year one in both the temporary and permanent resident streams.

An exclusion order is a removal order that can be issued by the Minister of Public Safety's delegate or an Immigration Division member of the Immigration and Refugee Board to persons who

3. Renonciation volontaire

À l'heure actuelle, la LIPR ne contient aucun mécanisme permettant aux résidents permanents de renoncer volontairement à leur statut. Dans certains cas, les résidents permanents savent qu'ils n'ont pas satisfait à l'obligation de résidence et n'ont aucun désir de demeurer au Canada en tant que résident permanent, mais ils souhaitent séjourner au Canada sans faire l'objet d'un signalement pour manquement à la loi en ce qui a trait à leurs obligations en matière de résidence.

Dans d'autres cas, ces personnes peuvent être tenues de fournir une preuve qu'elles ont renoncé au statut de résident permanent afin de se prévaloir des avantages que leur procure leur pays d'origine ou un pays tiers, par exemple pour pouvoir accepter une affectation diplomatique, pour renouveler des documents civils (par exemple carte d'identité nationale, couverture de santé/de la pension) ou pour faire le service militaire.

Objectifs

Les modifications réglementaires proposées appuieraient la mise en œuvre des modifications législatives contenues dans la LARCE visant à renforcer l'intégrité du programme d'immigration, à accroître la sécurité des Canadiens et à faciliter l'entrée de façon à mieux servir les intérêts canadiens.

Les objectifs des modifications réglementaires proposées sont les suivants :

1. renforcer l'intégrité du programme d'immigration en :
 - a) accroissant les conséquences réglementaires pour fausses déclarations concernant les mesures de renvoi et l'obligation d'obtenir l'autorisation de revenir au Canada, ce qui créerait un élément dissuasif plus fort empêchant les étrangers et les résidents permanents de fournir de faux renseignements sur les demandes d'immigration liées aux statuts de résident temporaire et permanent,
 - b) harmonisant davantage les sanctions du Canada avec les sanctions sévères imposées par nos principaux partenaires étrangers, ce qui rendrait le Canada moins attirant pour les personnes qui espèrent obtenir un statut lié à l'immigration en faisant de fausses déclarations au sujet de leurs circonstances personnelles;
2. accroître la sécurité des Canadiens en imposant des restrictions additionnelles relativement à l'accès au Canada pour les visiteurs ayant des membres de leur famille immédiate interdits de territoire pour des motifs de sécurité, d'atteinte aux droits humains ou internationaux, ou de criminalité organisée;
3. renforcer l'intégrité et l'efficacité du programme d'immigration en permettant aux résidents permanents qui ne souhaitent plus conserver leur statut au Canada d'y renoncer volontairement de façon simple.

Description

Ces objectifs seraient atteints au moyen des modifications réglementaires proposées suivantes :

Accroître les conséquences pour fausses déclarations

Afin de mettre en œuvre l'accroissement législatif des conséquences pour fausses déclarations, telles que récemment modifiées dans la LIPR, les modifications réglementaires proposées permettraient de garantir que la période de validité de la mesure d'exclusion délivrée pour fausses déclarations passe de deux à cinq ans, tant pour la résidence temporaire que pour la résidence permanente.

Une mesure d'exclusion est une mesure de renvoi qui peut être délivrée par le délégué du ministre de la Sécurité publique ou par un commissaire de la Section de l'immigration de la

have contravened the IRPA or the Regulations and are the subject of an inadmissibility report. The current effect of the exclusion order for misrepresentation is that the person is barred from returning to Canada within two years after leaving Canada unless the person obtains written authorization from a CIC or CBSA officer.

The proposed Regulations would also be amended to increase the period during which a foreign national is required to obtain written authorization from a CIC or CBSA officer in order to return to Canada following the enforcement of an exclusion order on grounds of misrepresentation from a two-year period to a five-year period.

Add additional restrictions to inadmissible family member provisions

The proposed regulatory amendments would support legislative amendments to the IRPA with respect to the inadmissibility of certain foreign nationals who have a family member¹ who is inadmissible on grounds of security, human or international rights violations, or organized criminality. In particular, the Regulations would be amended to broaden the prescribed circumstances in which a foreign national is inadmissible on the grounds of a non-accompanying family member by including foreign nationals that are temporary residents, have made an application for temporary resident status or have made an application to remain in Canada as temporary residents.

An amendment would also be required to specify that persons inadmissible for having a non-accompanying family member who is inadmissible on the aforementioned grounds would be issued a deportation order by the Minister of Public Safety's delegate. A deportation order is a removal order that can be issued by the Minister's delegate or an Immigration Division member of the Immigration and Refugee Board to persons who have contravened the IRPA or the Regulations and are the subject of an inadmissibility report. The effect of the deportation order is that the person is barred from returning to Canada at any time without first obtaining an authorization to return from a CIC or CBSA officer.

A number of technical amendments are also needed throughout the Regulations to reflect the revised numbering of certain provisions of the IRPA that are referred to in the Regulations.²

Create a legal framework to allow voluntary renunciation

The proposed regulatory amendments would support the FRFCA amendment by introducing specific criteria by which a permanent resident can apply to renounce their permanent resident status. Criteria would require that an applicant include proof of permanent resident status or citizenship in another country and, if the applicant is under the age of 18 years, that the application form be signed by every person who has custody of the applicant or who is empowered to act on their behalf.

The proposed Regulations would also specify that assessments of a sponsorship application that was submitted by a permanent resident who has also made an application to renounce permanent residence would be held in abeyance pending a final decision on the renunciation application. Should the renunciation application be approved by a CIC or CBSA officer, the sponsorship application would no longer be valid as the person applying

Commission de l'immigration et du statut de réfugié aux personnes qui ont enfreint la LIPR ou le Règlement et qui font l'objet d'un rapport d'interdiction de territoire. L'effet actuel d'une mesure d'exclusion pour fausses déclarations est que la personne n'a pas le droit de revenir au Canada au cours des deux années suivant son départ du Canada à moins d'obtenir une autorisation écrite auprès d'un agent de CIC ou de l'ASFC.

Les modifications réglementaires proposées permettraient également d'accroître la période au cours de laquelle un étranger est tenu d'obtenir une autorisation écrite auprès d'un agent de CIC ou de l'ASFC pour revenir au Canada après l'exécution d'une mesure d'exclusion pour fausses déclarations, la faisant passer de deux à cinq ans.

Ajouter des restrictions aux dispositions sur l'inadmissibilité familiale

Les modifications réglementaires proposées appuieraient les modifications législatives à la LIPR prévoyant l'interdiction de territoire de certains étrangers dont un membre de la famille¹ est interdit de territoire pour des motifs de sécurité, d'atteinte aux droits humains ou internationaux, ou de criminalité organisée. Ainsi, le Règlement serait modifié afin d'élargir les circonstances dans lesquelles un étranger est interdit de territoire à cause d'un membre de sa famille qui ne l'accompagne pas, en incluant l'étranger qui est un résident temporaire ou celui qui a présenté une demande de résidence temporaire ou de séjour au Canada à titre de résident temporaire.

Une modification serait également nécessaire pour préciser que les personnes interdites de territoire parce qu'un membre de leur famille immédiate qui ne les accompagne pas est interdit de territoire pour les motifs susmentionnés feraient l'objet d'une mesure d'expulsion prise par le délégué du ministre de la Sécurité publique. Une mesure d'expulsion est une mesure de renvoi qui peut être prise par le délégué du ministre ou par un commissaire de la Section de l'immigration de la Commission de l'immigration et du statut de réfugié à l'égard des personnes qui ont enfreint la LIPR ou le Règlement et qui font l'objet d'un rapport d'interdiction de territoire. L'effet d'une mesure d'expulsion est que la personne n'a pas le droit de revenir au Canada en tout temps sans d'abord obtenir l'autorisation d'y revenir auprès d'un agent de CIC ou de l'ASFC.

Un certain nombre de modifications de forme sont aussi nécessaires afin de tenir compte de la numérotation révisée de certaines dispositions de la LIPR qui font l'objet de renvois dans le Règlement².

Créer un cadre juridique permettant la renonciation volontaire

Les modifications réglementaires proposées appuieraient la modification à la LARCE en mettant en place des critères spécifiques permettant à un résident permanent de présenter une demande de renonciation à son statut de résident permanent. Les critères obligerait un demandeur à fournir une preuve de son statut de résident permanent ou de citoyenneté dans un autre pays et, s'il est âgé de moins de 18 ans, la demande devrait être signée par toute personne qui en a la garde ou qui est habilitée à agir en son nom.

Les modifications réglementaires proposées préciseraient également que le traitement de toute demande de parrainage présentée par un résident permanent qui a aussi présenté une demande de renonciation au statut de résident permanent serait suspendu en attendant la décision définitive relativement à la demande de renonciation. Si cette dernière est approuvée par un agent de CIC ou de l'ASFC, la demande de parrainage ne sera plus valide

¹ The definition of "family member" in the Regulations is limited, subject to some exceptions, to spouses, common-law partners, dependent children, and dependent children of a dependent child (see subsection 1(3) and section 23).

² R23, R65(b)(i)(B), R65(b)(i)(C), R65(b)(i)(C)(II), R225(4), R226(2), R354.

¹ La définition de « membre de la famille » dans le Règlement se limite, sous réserve de certaines exceptions, à l'époux, au conjoint de fait, à l'enfant à charge et à l'enfant à charge d'un enfant à charge [voir le paragraphe 1(3) et l'article 23].

² R23, R65(b)(i)(B), R65(b)(i)(C), R65(b)(i)(C)(II), R225(4), R226(2), R354.

to sponsor a member of the family class would now be ineligible to sponsor.

There would be no application fee to renounce permanent resident status.

Regulatory and non-regulatory options considered

The consequences for misrepresentation currently exist in the Regulations. Therefore, in order to support the full implementation of the amendment to change the length of this inadmissibility period, regulatory changes are needed and are the only option.

The IRPA and the FRFCA provided the enabling authority to attend to non-accompanying family members through prescribed circumstances. Currently, section 23 of the Regulations provides that the prescribed circumstances are that the foreign national has made an application for a permanent resident visa or to remain in Canada as a permanent resident. An amendment to the Regulations was necessary in order to expand the prescribed circumstances to include temporary residents and foreign nationals who have made an application for temporary resident status or who have applied to remain in Canada as a temporary resident.

There is currently an administrative (non-regulatory) process regarding persons who wish to relinquish their permanent resident status, but there is inconsistency in the quality of submissions and in the assessment of such requests by CIC and CBSA officers. A regulatory option would be consistent with how CIC handles any request by a non-citizen (foreign national and permanent resident) to change status.

“One-for-One” Rule

The “One-for-One” Rule does not apply to these proposals as there would be no incremental administrative or compliance costs imposed on business.

Small business lens

The small business lens does not apply to these proposals as there are no costs to small business.

Consultation

Provisions of the FRFCA were debated during meetings of the Standing Committee on Citizenship and Immigration and of the Standing Senate Committee on Social Affairs, Science and Technology. Committee members also considered stakeholder testimony.

During discussions on the FRFCA's misrepresentation provisions, committee members raised concerns about the severity of the new misrepresentation penalty (a five-year ban) on those who make minor or unintended mistakes on their applications, such as typos on their year of birth. Departmental officials clarified that before a final decision is rendered on a case, applicants are provided the opportunity to address any concerns regarding their immigration application. CIC has guidelines to help officers evaluate inadmissibility for misrepresentation. In addition, if an individual would like to challenge an inadmissibility decision, they may make an application for leave and judicial review at the Federal Court. In certain cases, depending on the status of the individual, they may also have the right of appeal to the Immigration Appeal Division of the Immigration and Refugee Board.

puisque la personne qui demande à parrainer une personne au titre de la catégorie du regroupement familial n'aura pas le droit de parrainer quelqu'un.

Il n'y aurait aucuns frais de traitement pour les demandes de renonciation au statut de résident permanent.

Options réglementaires et non réglementaires considérées

Le règlement actuel prévoit des conséquences pour fausses déclarations. Ainsi, pour appuyer la mise en œuvre complète de la modification visant à changer la durée de cette période de l'interdiction de territoire, des modifications réglementaires sont requises et représentent la seule option.

La LIPR et la LARCE ont conféré le pouvoir permettant de prendre, dans les cas réglementaires, des mesures à l'égard des membres de la famille n'accompagnant pas un demandeur. Actuellement, selon l'article 23 du Règlement, les cas réglementaires sont que l'étranger doit avoir présenté une demande de visa de résident permanent ou avoir demandé de demeurer au Canada en tant que résident permanent. Il était nécessaire de modifier le Règlement afin d'élargir les cas réglementaires de façon à inclure les résidents temporaires et les étrangers ayant présenté une demande de résidence temporaire ou ceux ayant demandé de demeurer au Canada en tant que résident temporaire.

Il existe actuellement un processus administratif (non réglementaire) visant les personnes qui souhaitent renoncer à leur statut de résident permanent, mais il y a un manque d'uniformité dans la qualité des demandes présentées et dans l'évaluation de ces demandes par les agents de CIC et de l'ASFC. Une option réglementaire serait compatible avec la façon dont CIC gère toute demande de changement de statut provenant d'un non-citoyen (étranger et résident permanent).

Règle du « un pour un »

La règle du « un pour un » ne s'applique pas à ces propositions puisqu'il n'y aurait pas de coûts administratifs ou de conformité supplémentaires imposés aux entreprises.

Lentille des petites entreprises

La lentille des petites entreprises ne s'applique pas à ces propositions, car ces dernières n'entraînent aucun coût pour les petites entreprises.

Consultation

Les dispositions de la LARCE ont fait l'objet de débats pendant les réunions du Comité permanent de la citoyenneté et de l'immigration et du Comité sénatorial permanent des affaires sociales, des sciences et de la technologie. Les membres des comités ont également tenu compte du témoignage des intervenants.

Durant les discussions relatives aux dispositions de la LARCE sur les fausses déclarations, les membres des comités ont exprimé des inquiétudes au sujet de la sévérité de la nouvelle sanction imposée pour fausses déclarations (interdiction de cinq ans) aux personnes qui font des erreurs mineures ou non intentionnelles dans leur demande, comme des erreurs typographiques dans l'année de naissance. Les représentants du Ministère ont précisé qu'avant qu'une décision définitive soit rendue, les demandeurs ont l'occasion de réagir aux préoccupations concernant leur demande d'immigration. CIC dispose de lignes directrices pour aider les agents à évaluer l'interdiction de territoire pour fausses déclarations. Par ailleurs, si une personne veut contester une décision d'interdiction de territoire, elle peut présenter une demande d'autorisation et de contrôle judiciaire à la Cour fédérale. Dans certains cas, selon le statut de la personne, celle-ci peut aussi avoir le droit d'interjeter appel à la Section d'appel de l'immigration de la Commission de l'immigration et du statut de réfugié.

During consideration of the provisions of the FRFCA regarding inadmissible family members, committee members commented on the need for discretion to allow entry in cases where an applicant is fleeing a spouse who is inadmissible on grounds of security, human or international rights violations, or organized criminality. In such cases, spousal relationships that have broken down in law or in fact are currently exempt from the provision regarding inadmissible family members under subparagraph 23(b)(i) of the Regulations. In addition, mechanisms exist to facilitate temporary entry of inadmissible applicants in justifiable circumstances, including temporary resident permits and humanitarian and compassionate considerations.

There were no concerns raised during these debates regarding the provision to allow individuals to renounce permanent resident status.

Rationale

Review of all of the proposed regulatory amendments does not reveal any monetized impacts on business, consumers or other levels of government.

Increase consequences for misrepresentation

Amendments to existing regulatory provisions related to misrepresentation would support legislative changes that provide a stronger disincentive for applicants to provide fraudulent information on their immigration applications. The changes would also help ensure that the processing of legitimate applications is not delayed by fraudulent permanent resident applicants who reapply and wait out their period of inadmissibility in the processing queue.

In addition, the increased consequences for misrepresentation would make Canada less vulnerable to immigration fraud by bringing consequences in line with Canada's like-minded international partners. A stronger deterrent for misrepresentation would benefit Canadians by ensuring travellers and immigrants admitted to Canada meet the criteria established to support Canadian immigration objectives, and would increase public confidence in and support for Canada's immigration program.

The two-year penalty is shorter than those imposed by Canada's like-minded international partners, which makes the Canadian immigration system more vulnerable to abuse. Other countries appear to have more severe penalties, for example:

- Australia: three-year ban on visas where false or misleading information is provided;
- United Kingdom: 1-, 5-, or 10-year ban on re-entry (length of ban depends on severity of false representation); and
- United States: lifetime inadmissibility (i.e. ban on entry) for visa fraud or misrepresentation.

Add restrictions to inadmissible family member provisions

Amendments to existing regulations related to inadmissible family members would ensure that foreign nationals with immediate family members who are security threats, have committed human or international rights violations, or are involved in organized criminality could not enter the country.

Pendant l'étude des dispositions de la LARCE sur les membres de la famille interdits de territoire, les membres des comités ont formulé des commentaires sur la nécessité d'avoir un pouvoir discrétionnaire pour permettre l'entrée dans des cas où le demandeur fuit un époux qui est interdit de territoire pour des motifs de sécurité, d'atteinte aux droits humains ou internationaux, ou de criminalité organisée. Dans de tels cas, les relations conjugales terminées en droit ou en fait sont actuellement dispensées de l'application de la disposition sur l'inadmissibilité familiale du sous-alinéa 23b(i) du Règlement. En outre, il existe des mécanismes facilitant l'entrée temporaire des demandeurs interdits de territoire dans des circonstances justifiables, y compris les permis de séjour temporaire et les motifs d'ordre humanitaire.

Aucune inquiétude n'a été soulevée pendant les débats au sujet de la disposition permettant aux personnes de renoncer au statut de résident permanent.

Justification

L'examen de l'ensemble des modifications réglementaires proposées ne révèle aucune incidence monétaire sur les entreprises, les consommateurs ou d'autres ordres de gouvernement.

Accroître les conséquences pour fausses déclarations

Les modifications aux dispositions réglementaires existantes relatives aux fausses déclarations appuieraient les modifications législatives visant à dissuader plus fortement les demandeurs à fournir de faux renseignements sur leur demande d'immigration. Les modifications contribueraient également à garantir que le traitement des demandes des demandeurs légitimes n'est pas retardé par de frauduleux demandeurs de la résidence permanente qui présentent une nouvelle demande et attendent la fin de leur période d'interdiction de territoire dans la file d'attente.

En outre, les conséquences accrues pour fausses déclarations rendraient le Canada moins vulnérable à la fraude liée à l'immigration en harmonisant les conséquences à celles de nos partenaires internationaux ayant des vues similaires aux nôtres. Un élément dissuasif plus fort pour les fausses déclarations serait profitable aux Canadiens puisqu'il garantirait que les voyageurs et les immigrants admis au Canada satisfont aux critères établis pour appuyer les objectifs du Canada en matière d'immigration et augmenteraient la confiance et l'appui du public envers le programme d'immigration du Canada.

La sanction de deux ans est inférieure à celle imposée par nos partenaires internationaux ayant des vues similaires aux nôtres, ce qui rend le système d'immigration du Canada plus vulnérable aux abus. D'autres pays semblent imposer des sanctions plus sévères, par exemple :

- Australie : interdiction d'obtenir un visa pendant une période de trois ans lorsque des renseignements faux ou erronés ont été fournis;
- Royaume-Uni : interdiction de rentrer au pays pendant 1, 5 ou 10 ans (la durée de l'interdiction dépend de la gravité des fausses déclarations);
- États-Unis : interdiction de territoire à vie (c'est-à-dire interdiction à l'entrée) pour les fraudes concernant les visas et les fausses déclarations.

Ajouter des restrictions aux dispositions sur l'inadmissibilité familiale

Des modifications aux dispositions réglementaires actuelles concernant les membres de la famille interdits de territoire garantiraient que les étrangers ayant des membres de la famille immédiate constituant une menace pour la sécurité, ayant porté atteinte aux droits humains ou internationaux ou participant à des activités de criminalité organisée ne pourront pas entrer au Canada.

Program integrity issues have also been identified with the current legislation, as the inadmissibility of non-accompanying family members does not affect temporary resident applicants, whereas the inadmissibility of non-accompanying family members does affect applicants for permanent resident status. Currently, a temporary resident applicant who is inadmissible by virtue of an inadmissible accompanying family member at a port of entry would be considered admissible if they leave and re-enter Canada separately.

Create a legal framework to allow voluntary renunciation

Under the current process, permanent residents renounce their status through an administrative process, which is cumbersome and, in some cases, inadequate. Time and resources are spent on travellers who have no desire to remain in Canada permanently.

- Overseas, if a person does not meet the residency obligation, the person has the option of signing a declaration stating that they consent to a determination of failure to comply with residency obligations as well as a waiver of the right to appeal a decision on residency. If the permanent resident does not meet the residency obligation and does not sign the declaration, the person has 60 days in which to appeal the negative determination.
- For port of entry and inland clients, CBSA and CIC officers must apply an enforcement process in order to terminate the permanent resident status of such individuals. If the permanent resident does not meet the residency obligation under the IRPA, enforcement action would involve the CBSA or CIC officer preparing an inadmissibility report and possibly issuing a removal order. The person can appeal the decision to issue a removal order to the Immigration Appeal Division.
- If the permanent resident meets the residency obligation under the IRPA — whether abroad, at a port of entry or in Canada — there is no legal way to give up that status.

The proposed Regulations would simplify the procedure by which a person can voluntarily renounce their permanent resident status and would improve consistency in officers' decision making. The IRPA has been amended to introduce a formal renunciation mechanism in the Regulations so that clients who clearly have no intention to remain permanent residents of Canada no longer need to submit to the residency determination under the IRPA.

The proposed Regulations would clearly define for applicants what is required for their application to renounce permanent resident status to be considered, thereby improving the quality of service provided to applicants who submit the necessary information at the outset. Processing times could vary, as such applications can be processed at offices abroad, at ports of entry and in Canada. It is expected that the processing of these applications would be simple and could later allow for an electronic application platform, which would result in relatively quick processing times. There is no processing fee because the current administrative-only process does not charge a fee.

An alternative to regulations on voluntary renunciation would have been continuing to process requests for renunciation using

Des problèmes liés à l'intégrité du programme ont également été relevés avec la loi actuelle, car l'interdiction de territoire des membres de la famille n'accompagnant pas le demandeur n'a pas d'incidence sur les demandeurs de la résidence temporaire, alors que l'interdiction de territoire des membres de la famille n'accompagnant pas le demandeur a une incidence sur les demandeurs de la résidence permanente. À l'heure actuelle, un demandeur de la résidence temporaire qui est interdit de territoire dans un point d'entrée du fait qu'un membre de sa famille qui l'accompagne est interdit de territoire serait admis si les deux quittaient le Canada et y revenaient séparément.

Créer un cadre juridique permettant la renonciation volontaire

Dans le cadre du processus actuel, les résidents permanents renoncent à leur statut par un processus administratif qui est lourd et, dans certains cas, inadéquat. Du temps et des ressources sont consacrés à des voyageurs qui ne souhaitent pas rester au Canada de façon permanente.

- À l'étranger, si une personne ne satisfait pas à l'obligation de résidence, elle a l'option de signer une déclaration selon laquelle elle consent à une détermination de manquement à l'obligation de résidence ainsi qu'une renonciation au droit d'appel d'une décision touchant la résidence. Si le résident permanent ne satisfait pas à l'obligation de résidence et ne signe pas volontairement la déclaration, il a 60 jours pour interjeter un appel à l'égard de la détermination défavorable.
- Relativement aux clients aux points d'entrée et aux bureaux intérieurs, les agents de CIC et de l'ASFC doivent appliquer un processus d'exécution de la loi pour annuler le statut de résident permanent de ces personnes. Si le résident permanent ne satisfait pas à l'obligation de résidence aux termes de la LIPR, la mesure d'exécution nécessiterait que l'agent de CIC ou de l'ASFC prépare un rapport d'interdiction de territoire et prenne, possiblement, une mesure de renvoi. La personne peut interjeter appel de la décision de prendre une mesure de renvoi auprès de la Section d'appel de l'immigration.
- Si le résident permanent satisfait à l'obligation de résidence aux termes de la LIPR, qu'il soit à l'étranger, à un point d'entrée ou au Canada, il n'y a aucun moyen légal d'annuler son statut.

Les modifications réglementaires proposées permettraient de simplifier la procédure permettant à une personne de renoncer volontairement à son statut de résident permanent et d'accroître l'uniformité de la prise de décision par les agents. La LIPR a été modifiée afin de mettre en place un mécanisme de renonciation officiel dans le Règlement, de façon à ce que les clients qui n'ont manifestement pas l'intention de demeurer au Canada en tant que résidents permanents n'aient plus à se soumettre à la détermination de résidence en vertu de la LIPR.

Les modifications réglementaires proposées définiraient clairement, pour les demandeurs, ce qui est nécessaire pour que leur demande de renonciation au statut de résident permanent soit prise en compte, ce qui améliorerait la qualité du service offert aux demandeurs qui fournissent les renseignements nécessaires dès le début du processus. Les délais de traitement pourraient varier puisque ces demandes peuvent être traitées dans les bureaux à l'étranger, dans les points d'entrée et au Canada. On s'attend à ce que le traitement de ces demandes soit simple et permette, plus tard, l'utilisation d'une plateforme de demande électronique, ce qui donnerait des délais de traitement relativement courts. Il n'y aurait aucuns frais de traitement puisqu'il n'y a pas de frais de traitement dans le cadre du processus actuel, qui est purement administratif.

Une solution de rechange à des dispositions réglementaires sur la renonciation volontaire consisterait à continuer à traiter les

only administrative procedures. Reliance on non-binding guidelines would be less effective than regulations in ensuring consistency and transparency in decision making and could lead to uncertainty about the individual's legal status in Canada.

Implementation, enforcement and service standards

The proposed Regulations would come into force on the day they are registered, which is anticipated to be in fall 2014.

CIC and the CBSA would update field manuals and inform officers of their roles in enforcing the Regulations. There would also be communications activities for the purpose of explaining these regulatory changes to the Canadian public, stakeholders and Government employees; for example, the CIC Web site would be updated.

For clients who wish to renounce their permanent resident status, a new application kit would be developed that would include a form and an accompanying guide to ensure that potential applicants are fully aware of the application requirements and consequences of renunciation. CIC anticipates that application intake would be low, with the majority of applications coming from applicants who are residing outside of Canada. As this type of application can be processed in Canada, at a port of entry in Canada or at a visa office abroad, the service standard can vary according to the current operational environment.

Contact

Maureen Tsai
Director
Migration Control and Horizontal Policy Division
Admissibility Branch
Citizenship and Immigration Canada
365 Laurier Avenue West
Ottawa, Ontario
K1A 1L1
Email: C-43-Regs@cic.gc.ca

demandes de renonciation à l'aide simplement de procédures administratives. Le fait de compter sur des lignes directrices non obligatoires serait moins efficace que des dispositions réglementaires pour assurer l'uniformité et la transparence du processus décisionnel et pourrait causer de l'incertitude quant au statut légal de la personne au Canada.

Mise en œuvre, application et normes de service

Le règlement proposé entrerait en vigueur la journée de son enregistrement, prévu pour l'automne 2014.

CIC et l'ASFC mettront à jour les guides pour les agents sur le terrain et informeront les agents de leur rôle en ce qui a trait à l'application du Règlement. Il y aura également des activités de communication afin d'expliquer ces modifications réglementaires au public canadien, aux intervenants et aux employés du gouvernement; par exemple, le site Web de CIC serait mis à jour.

Pour les clients qui souhaitent renoncer à leur statut de résident permanent, une nouvelle trousse de demande serait préparée et inclurait un formulaire et un guide d'accompagnement afin que les demandeurs éventuels soient tout à fait au courant des exigences liées à la demande et des conséquences de la renonciation. CIC s'attend à ce que le nombre de nouvelles demandes soit faible et à ce que la majorité des demandes proviennent de personnes résidant à l'étranger. Comme ce type de demande peut être traité au Canada, dans un point d'entrée au Canada ou dans un bureau des visas à l'étranger, la norme de service peut varier en fonction de l'environnement opérationnel actuel.

Personne-ressource

Maureen Tsai
Directrice
Division du contrôle de la migration et des politiques horizontales
Direction générale de l'admissibilité
Citoyenneté et Immigration Canada
365, avenue Laurier Ouest
Ottawa (Ontario)
K1A 1L1
Courriel : C-43-Regs@cic.gc.ca

PROPOSED REGULATORY TEXT

Notice is given that the Governor in Council, pursuant to subsections 5(1) and 14(1) and (2)^a and sections 26^b, 32^c, 43 and 53^d of the *Immigration and Refugee Protection Act*^e, proposes to make the annexed *Regulations Amending the Immigration and Refugee Protection Regulations*.

Interested persons may make representations concerning the proposed Regulations within 30 days after the date of publication of this notice. All such representations must cite the *Canada Gazette*, Part I, and the date of publication of this notice, and be addressed to Maureen Tsai, Director, Migration Control and Horizontal Policy, Department of Citizenship and Immigration, 300 Slater Street, Ottawa, Ontario K1A 1L1 (tel.: 613-960-5788; fax: 613-952-9187; email: C-43-Regs@cic.gc.ca).

Ottawa, May 29, 2014

JURICA ČAPKUN
Assistant Clerk of the Privy Council

PROJET DE RÉGLEMENTATION

Avis est donné que le gouverneur en conseil, en vertu des paragraphes 5(1), 14(1) et (2)^a et des articles 26^b, 32^c, 43 et 53^d de la *Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés*^e, se propose de prendre le *Règlement modifiant le Règlement sur l'immigration et la protection des réfugiés*, ci-après.

Les intéressés peuvent présenter leurs observations au sujet du projet de règlement dans les trente jours suivant la date de publication du présent avis. Ils sont priés d'y citer la Partie I de la *Gazette du Canada*, ainsi que la date de publication, et d'envoyer le tout à Maureen Tsai, directrice, Contrôle de la migration et politiques horizontales, ministère de la Citoyenneté et de l'Immigration, 300, rue Slater, Ottawa (Ontario) K1A 1L1 (tél. : 613-960-5788; téléc. : 613-952-9187; courriel : C-43-Regs@cic.gc.ca).

Ottawa, le 29 mai 2014

Le greffier adjoint du Conseil privé
JURICA ČAPKUN

^a S.C. 2013, c. 16, s. 4

^b S.C. 2013, c. 16, s. 11

^c S.C. 2013, c. 16, par. 37(2)(b)

^d S.C. 2013, c. 16, s. 21

^e S.C. 2001, c. 27

^a L.C. 2013, ch. 16, art. 4

^b L.C. 2013, ch. 16, art. 11

^c L.C. 2013, ch. 16, al. 37(2)(b)

^d L.C. 2013, ch. 16, art. 21

^e L.C. 2001, ch. 27

**REGULATIONS AMENDING THE
IMMIGRATION AND REFUGEE
PROTECTION REGULATIONS**

**RÈGLEMENT MODIFIANT LE
RÈGLEMENT SUR L'IMMIGRATION
ET LA PROTECTION DES RÉFUGIÉS**

AMENDMENTS

MODIFICATIONS

1. Paragraph 23(a) of the *Immigration and Refugee Protection Regulations*¹ is replaced by the following:

1. L'alinéa 23a) du *Règlement sur l'immigration et la protection des réfugiés*¹ est remplacé par ce qui suit :

(a) the foreign national is a temporary resident or has made an application for temporary resident status, an application for a permanent resident visa or an application to remain in Canada as a temporary or permanent resident; and

a) l'étranger est un résident temporaire ou a fait une demande de statut de résident temporaire, de visa de résident permanent ou de séjour au Canada à titre de résident temporaire ou de résident permanent;

2. The Regulations are amended by adding the following after section 72.4:

2. Le même règlement est modifié par adjonction, après l'article 72.4, de ce qui suit :

DIVISION 9

SECTION 9

APPLICATION TO RENOUNCE PERMANENT
RESIDENT STATUS

DEMANDE DE RENONCIATION AU STATUT DE
RÉSIDENT PERMANENT

Separate
application

72.5 Despite subsection 10(3), a separate application must be made for each family member that would like to renounce their permanent resident status.

72.5 Malgré le paragraphe 10(3), une demande distincte est présentée pour chaque membre d'une même famille qui veut renoncer au statut de résident permanent.

Demande
distincte

Application —
conditions

72.6 An officer may approve a person's application to renounce their permanent resident status if

72.6 L'agent peut accepter la demande de renonciation au statut de résident permanent présentée par un résident permanent si :

Demande —
conditions

(a) the person has provided evidence of their citizenship, nationality or permanent legal resident status in another country; and

a) ce résident a fourni la preuve qu'il possède la citoyenneté, la nationalité ou le statut de résident permanent autorisé dans un autre pays;

(b) in the case of an application in respect of a person who is less than 18 years of age, the application is signed by every person who has custody of that person or who is empowered to act on their behalf by virtue of a court order or written agreement or by operation of law, unless otherwise ordered by a court.

b) dans le cas où la demande est présentée à l'égard d'une personne âgée de moins de 18 ans, la demande est signée par toute personne qui en a la garde ou qui est habilitée à agir en son nom en vertu d'une ordonnance judiciaire ou d'un accord écrit ou par l'effet de la loi, à moins qu'il en soit ordonné autrement par un tribunal.

Sponsorship
application
suspended

72.7 If a permanent resident makes an application to renounce their permanent resident status, any sponsorship application made by them is suspended until a decision is made on the application to renounce permanent residence.

72.7 Si un résident permanent présente une demande de renonciation au statut de résident permanent, le traitement de toute demande de parrainage présentée par ce résident est suspendu jusqu'à ce qu'il soit statué sur sa demande de renonciation.

Suspension de
la demande de
parrainage

3. Subsection 183(3) of the Regulations is amended by striking out "and" at the end of paragraph (a) and by adding the following after that paragraph:

3. Le paragraphe 183(3) du même règlement est modifié par adjonction, après l'alinéa a), de ce qui suit :

(a.1) if they have become a temporary resident in accordance with subsection 46(1.1) of the Act, the day on which their application to renounce their permanent resident status is approved; and

a.1) dans le cas de celui qui est devenu résident temporaire conformément au paragraphe 46(1.1) de la Loi, à la date d'acceptation de sa demande de renonciation au statut de résident permanent;

4. Subsections 225(2) and (3) of the Regulations are replaced by the following:

4. Les paragraphes 225(2) et (3) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

Exception

(2) For the purposes of subsection 52(1) of the Act, the expiry of a one-year period following the enforcement of an exclusion order, or a five-year period if subsection (3) applies, is a circumstance in which the foreign national is exempt from the requirement to obtain an authorization in order to return to Canada.

(2) Pour l'application du paragraphe 52(1) de la Loi, l'expiration d'une période de un an — ou de cinq ans dans le cas visé au paragraphe (3) — suivant l'exécution d'une mesure d'exclusion constitue un cas dans lequel l'étranger visé par la mesure est dispensé de l'obligation d'obtenir une autorisation pour revenir au Canada.

Exception

¹ SOR/2002-227

¹ DORS/2002-227

Misrepresentation

(3) A foreign national who is issued an exclusion order as a result of the application of paragraph 40(2)(a) of the Act must obtain a written authorization in order to return to Canada within the five-year period after the exclusion order was enforced.

5. Subsection 228(1) of the Regulations is amended by striking out “and” at the end of paragraph (c) and by replacing paragraph (d) with the following:

(d) subject to paragraph (e), if the foreign national is inadmissible under section 42 of the Act on grounds of an inadmissible family member, the same removal order as was made in respect of the inadmissible family member; and

(e) if the foreign national is inadmissible on grounds of an inadmissible family member in accordance with paragraph 42(2)(a) of the Act, a deportation order.

6. The Regulations are amended by replacing “paragraph 42(a)” with “paragraph 42(1)(a)” in the following provisions:

(a) the portion of section 23 before paragraph (a);

(b) clause 65(b)(i)(B);

(c) subclause 65(b)(i)(C)(II); and

(d) section 354.

7. The Regulations are amended by replacing “paragraph 42(b)” with “paragraph 42(1)(b)” in the following provisions:

(a) clause 65(b)(i)(C);

(b) subsection 225(4); and

(c) subsection 226(2).

COMING INTO FORCE

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

[23-1-o]

Fausses déclarations

(3) L'étranger visé par une mesure d'exclusion prise en application de l'alinéa 40(2)a de la Loi doit obtenir une autorisation écrite pour revenir au Canada au cours des cinq années suivant l'exécution de la mesure d'exclusion.

5. L'alinéa 228(1)d) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

d) en cas d'interdiction de territoire de l'étranger pour inadmissibilité familiale aux termes de l'article 42 de la Loi, sauf dans le cas prévu à l'alinéa e), la même mesure de renvoi que celle prise à l'égard du membre de la famille interdit de territoire;

e) en cas d'interdiction de territoire de l'étranger pour inadmissibilité familiale conformément à l'alinéa 42(2)a) de la Loi, l'expulsion.

6. Dans les passages ci-après du même règlement, « l'alinéa 42a) » est remplacé par « l'alinéa 42(1)a) » :

a) le passage de l'article 23 précédant l'alinéa a);

b) la division 65b)(i)(B);

c) la subdivision 65b)(i)(C)(II);

d) l'article 354.

7. Dans les passages ci-après du même règlement, « l'alinéa 42b) » est remplacé par « l'alinéa 42(1)b) » :

a) la division 65b)(i)(C);

b) le paragraphe 225(4);

c) le paragraphe 226(2).

ENTRÉE EN VIGUEUR

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

[23-1-o]

Multi-sector Air Pollutants Regulations

Statutory authority

Canadian Environmental Protection Act, 1999

Sponsoring departments

Department of the Environment and Department of Health

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(This statement is not part of the Regulations.)

Executive summary

Issues: Air pollutants negatively affect human health, place a serious burden on the health care system, degrade the environment and have an adverse impact on the economy. While progress has been made in reducing some air pollutant emissions, air quality remains an ongoing issue in Canada.

Actions to manage industrial emissions currently vary across Canada, creating an uneven playing field for Canadian enterprises. Canada lacks a nationally consistent approach to reducing industrial air pollutant emissions, and it is unlikely that a base level of performance standards can be established across Canada in the absence of federal action.

Description: The *Multi-sector Air Pollutants Regulations* (“proposed Regulations”) would impose mandatory national performance standards on specific sector/equipment groups, in order to establish a nationally consistent emissions “floor.” Within the proposed Regulations, performance standards for the cement sector and two equipment types (i.e. gaseous-fuel-fired non-utility boilers and heaters [“boilers and heaters”], and stationary spark-ignition gaseous-fuel-fired engines [“engines”]) are included. It is expected that requirements for additional sectors/equipment groups would come forward in the near future. The performance standards impose limits on the amount of nitrogen oxides (NO_x) and sulphur dioxide (SO₂) that can be emitted from cement manufacturing facilities, and limits the amount of NO_x that can be emitted from the two equipment types.

Cost-benefit statement: The proposed Regulations are estimated to result in a reduction of approximately 2 065 kilotonnes (kt) of NO_x and 96 kt of SO₂ over the 2013–2035 period. A cost-benefit analysis was conducted for each sector/equipment group, and each of these results in net benefits. The net present value of the proposed Regulations is estimated to be \$6.5 billion for engines, \$1.1 billion for boilers and heaters,

Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques

Fondement législatif

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

Ministères responsables

Ministère de l’Environnement et ministère de la Santé

RÉSUMÉ DE L’ÉTUDE D’IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

(Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.)

Résumé

Enjeux : Les polluants atmosphériques ont des répercussions négatives sur la santé humaine, représentent un lourd fardeau pour le système de soins de santé, nuisent à l’environnement et ont des impacts négatifs sur l’économie. Même si des progrès ont été accomplis dans la réduction des émissions de polluants atmosphériques, la qualité de l’air est toujours un problème d’actualité au Canada.

Actuellement, les mesures mises en place pour gérer les émissions industrielles varient au Canada, ce qui fait que les règles du jeu ne sont pas les mêmes pour toutes les entreprises canadiennes. Le Canada n’a pas d’approche nationale uniforme concernant la réduction des émissions industrielles de polluants atmosphériques et il semble peu probable qu’un niveau de rendement de base puisse être établi dans l’ensemble du pays en l’absence de mesure fédérale.

Description : Le *Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques* (soit le projet de règlement) imposerait des normes nationales de rendement obligatoires propres à des secteurs ou des groupes d’équipement spécifiques, afin d’établir un niveau de rendement de base uniforme à l’échelle nationale. Le projet de règlement inclut des normes de rendement pour le secteur de la fabrication du ciment et deux types d’équipement (c’est-à-dire les chaudières et les fours industriels indépendants à combustibles gazeux [soit les chaudières et les fours industriels] et les moteurs stationnaires à allumage commandé brûlant des combustibles gazeux [soit les moteurs]). Il est prévu que des exigences pour d’autres secteurs ou groupes d’équipement voient le jour dans un proche avenir. Les normes de rendement imposent des limites concernant la quantité d’oxydes d’azote et de dioxyde de soufre pouvant être émise par les cimenteries et limitent la quantité d’oxydes d’azote pouvant être émise par les deux types d’équipement.

Énoncé des coûts et avantages : Le projet de règlement devrait entraîner une réduction d’environ 2 065 kilotonnes (kt) d’oxydes d’azote et de 96 kt de dioxyde de soufre au cours de la période de 2013 à 2035. Une analyse des coûts et avantages a été effectuée pour chaque secteur ou groupe d’équipement, et chacune de ces analyses indique des avantages nets. La valeur actuelle nette du projet de règlement est estimée à

and \$1.4 billion for cement. The benefit-to-cost ratios are 15:1 for engines, 24:1 for boilers and heaters, and 34:1 for cement.

The present value of the benefits of the proposed Regulations is estimated to be \$7.0 billion for engines, \$1.2 billion for boilers and heaters, and \$1.5 billion for cement. These benefits largely arise from avoided environmental and health impacts (such as premature mortalities and emergency room visits). These benefits occur across Canada, and the largest share of benefits is accrued in the province of Alberta.

The present value of the costs of the proposed Regulations is estimated to be \$470 million for engines, \$50 million for boilers and heaters, and \$43 million for cement. These costs are largely due to the incremental expense of adopting the technologies required to reduce emissions. Due to the provision of flexible compliance options, and differing requirements for new versus existing capital, virtually all capital investments involve “add-on” technologies or the purchase of lower-emitting models at the time of natural capital stock turnover, rather than early retirement of capital stock. Costs are not expected to be directly passed on to consumers given the competitive positions of the affected sectors.

“One-for-One” Rule and small business lens: The proposed Regulations are expected to result in a net increase in administrative burden. However, these costs are small relative to other costs. The requirements associated with each performance standard in the proposed Regulations are estimated to result in an annualized increase in total administrative costs to all businesses subject to the proposed Regulations of approximately \$120,075 for engines, \$21,135 for boilers and heaters, and \$1,237 for cement.

No small businesses would be affected by the performance standards for boilers and heaters or for cement. The small business lens analysis was applied to the performance standards for engines. The application of the small business lens analysis has resulted in an option in the proposed Regulations that decreases both compliance and administrative burden for small businesses by an estimated \$19,025 over the period (\$1,427 per business, or \$68 per business annualized). An exemption for small businesses from the requirements for original engines is being proposed by Environment Canada.

Domestic and international coordination and cooperation: The Government of Canada has extensively engaged provinces and territories during the regulatory development process in order to better understand their perspectives on the proposed Regulations and the relationship with existing actions on the industries in their jurisdiction. Provinces support the implementation of the system, seeing it as a model of effective federal/provincial cooperation where each level of government takes distinct, coordinated actions within their authorities that are mutually reinforcing.

6,5 milliards de dollars pour les moteurs, à 1,1 milliard de dollars pour les chaudières et les fours industriels et à 1,4 milliard de dollars pour les cimenteries. Les ratios avantages-coûts sont de 15 pour 1 pour les moteurs, de 24 pour 1 pour les chaudières et les fours industriels et de 34 pour 1 pour les cimenteries.

La valeur actuelle des avantages du projet de règlement est estimée à 7 milliards de dollars pour les moteurs, à 1,2 milliard de dollars pour les chaudières et les fours industriels et à 1,5 milliard de dollars pour les cimenteries. Ces avantages découlent en grande partie des impacts évités sur l’environnement et la santé (comme les décès prématurés et les visites aux services d’urgence). On a observé ces avantages dans tout le Canada et, en particulier, dans la province d’Alberta.

La valeur actuelle des coûts du projet de règlement est évaluée à 470 millions de dollars pour les moteurs, à 50 millions de dollars pour les chaudières et les fours industriels et à 43 millions de dollars pour les cimenteries. Ces coûts résultent en grande partie du coût différentiel de l’adoption des technologies nécessaires pour réduire les émissions. En raison des options de conformité flexibles et des exigences différentes pour les nouvelles immobilisations et les immobilisations existantes, pratiquement toutes les dépenses en immobilisation concernent l’ajout de technologies antipollution ou l’achat de modèles à faibles émissions au moment de la rotation du capital naturel, plutôt que la retraite anticipée du capital. Étant donné les positions concurrentielles des secteurs touchés, les coûts ne devraient pas être directement répercutés sur les consommateurs.

Règle du « un pour un » et lentille des petites entreprises : Le projet de règlement devrait se traduire par une nette augmentation du fardeau administratif. Toutefois, ces coûts restent faibles par rapport aux autres coûts. Les exigences associées à chaque norme de rendement du projet de règlement devraient entraîner une augmentation annuelle de l’ensemble des coûts administratifs pour toutes les entreprises assujetties au projet de règlement d’environ 120 075 \$ pour les moteurs, 21 135 \$ pour les chaudières et les fours industriels et 1 237 \$ pour les cimenteries.

Aucune petite entreprise ne serait touchée par les normes de rendement concernant les chaudières et les fours industriels ou les cimenteries. On a tenu compte de l’analyse de la lentille des petites entreprises dans le développement des normes de rendement concernant les moteurs. L’analyse de la lentille des petites entreprises a donné lieu à la création d’une option dans le projet de règlement qui permet de diminuer le fardeau de conformité et le fardeau administratif pour les petites entreprises d’environ 19 025 \$ pendant la période analysée (1 427 \$ par entreprise ou 68 \$ par entreprise en valeur annualisée). Une dispense aux exigences relatives aux moteurs originaux pour les petites entreprises est également proposée par Environnement Canada.

Coordination et coopération à l’échelle nationale et internationale : Le gouvernement du Canada a consulté de façon considérable les provinces et les territoires au cours du processus d’élaboration du Règlement afin de mieux comprendre leurs points de vue sur le projet de règlement et la relation avec les mesures existantes visant les industries de leur territoire de compétence. Les provinces appuient la mise en œuvre du système, le voyant comme un modèle de coopération efficace entre le gouvernement fédéral et les provinces où, dans le cadre de son champ de compétence, chaque ordre de gouvernement prend des mesures coordonnées distinctes qui se renforcent mutuellement.

In terms of enforcement as well as monitoring and reporting requirements, efforts have been made to minimize overlap with existing provincial requirements. The federal government remains open to pursuing equivalency agreements with interested provinces.

The proposed Regulations would enable regulatory alignment with the United States under the Canada-United States Regulatory Cooperation Council Joint Action Plan, under which both Canada and the United States will be required to have regulatory approaches in place that address emissions of particulate matter and its precursor pollutants. The proposed Regulations are also important for continued engagement with the United States on transboundary flows of air pollution through the Canada-United States Air Quality Agreement.

The implementation of the proposed Regulations is not expected to affect trade.

En matière d'application de la loi, de suivi ou de déclaration, des efforts ont été fournis pour réduire le chevauchement avec les exigences provinciales existantes. De plus, le gouvernement fédéral pourrait étudier la possibilité d'établir des accords d'équivalence avec les provinces intéressées.

Le projet de règlement permettrait d'harmoniser la réglementation canadienne avec celle des États-Unis dans le cadre du Plan d'action conjoint du Conseil de coopération Canada—États-Unis en matière de réglementation. En vertu de ce plan, le Canada et les États-Unis seront tenus d'avoir des approches réglementaires en place concernant les émissions de matière particulaire et de ses polluants précurseurs. Le projet de règlement est également important dans le cadre de l'engagement soutenu du Canada avec les États-Unis concernant les flux transfrontaliers de polluants atmosphériques incarné par l'Accord Canada-États-Unis sur la qualité de l'air.

La mise en œuvre du projet de règlement ne devrait pas toucher les échanges commerciaux.

Background

The *Turning the Corner* plan, published in 2007 for consultation, marked the first federal effort to enact mandatory requirements to address air pollution from industrial sources. It proposed an ambitious federal regulatory regime that reflected world-leading emissions standards for industrial sector emission sources. Provinces, industry and non-governmental organizations (NGOs) expressed concern with this approach, and proposed to develop an alternative approach that would consider regional air quality issues, balance federal and provincial regulatory roles, and impose less stringent federal standards on industry.

As a result, federal officials began working with stakeholders and provinces in 2008 to develop an alternative approach for managing air pollution. In October 2012, the federal/provincial/territorial ministers of the Environment, with the exception of Quebec, agreed to implement the Air Quality Management System (AQMS). Quebec supports the general objectives of the AQMS and will collaborate with jurisdictions to implement the local and regional air quality management element.

The AQMS is a coherent approach to maintaining and improving air quality that was developed and endorsed by provinces and stakeholders. It includes three key elements: regional and local air quality management; updated, non-binding Canadian Ambient Air Quality Standards (CAAQS); and base-level industrial emission requirements (BLIERS) for major industrial emitters. The CAAQS are aspirational targets meant to drive the system. They provide the basis for provincial and territorial governments to determine what level of management action is needed. While the BLIERS implementation will set a minimum level of good performance nationally, provincial and territorial governments will monitor and manage their local sources of air pollution and take additional action on all sources in order to work towards achieving the CAAQS.

BLIERS were developed for both major industrial sectors and specific types of equipment. The AQMS sectors are aluminum and alumina, base metal smelting, cement, chemicals, electricity, iron ore pellets, iron and steel, oil sands, petroleum refineries, potash, pulp and paper, and oil and gas (defined here as upstream

Contexte

Le plan *Prendre le virage*, publié en 2007 aux fins de consultation, a marqué le premier effort fédéral en ce qui a trait à l'adoption d'exigences obligatoires pour lutter contre la pollution atmosphérique provenant de sources industrielles. Ce plan proposait un régime réglementaire fédéral ambitieux qui reflétait les normes d'émission de calibre mondial pour les sources d'émissions du secteur industriel. Les provinces, l'industrie et les organisations non gouvernementales (soit les ONG) ont exprimé leur inquiétude concernant cette approche et ont proposé d'élaborer une approche de rechange qui tiendrait compte des problèmes de qualité de l'air à l'échelle régionale, équilibrerait les rôles réglementaires du gouvernement fédéral et des provinces et imposerait des normes fédérales moins strictes pour l'industrie.

De ce fait, les fonctionnaires fédéraux ont commencé à travailler en 2008, avec les intervenants et les provinces, à l'élaboration d'une approche de rechange pour gérer la pollution atmosphérique. En octobre 2012, les ministres de l'Environnement des gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux, à l'exception du Québec, ont convenu de mettre en œuvre le Système de gestion de la qualité de l'air (soit le SGQA). Le Québec appuie les objectifs généraux du SGQA et collaborera avec les autres gouvernements afin de mettre en œuvre les éléments locaux et régionaux de gestion de la qualité de l'air.

Élaboré et approuvé par les provinces et les intervenants, le SGQA constitue une approche cohérente pour maintenir et améliorer la qualité de l'air. Il comprend trois éléments clés : la gestion de la qualité de l'air à l'échelle régionale et locale, les Normes canadiennes de qualité de l'air ambiant (soit les NCQAA) mises à jour et non contraignantes, ainsi que les exigences de base relatives aux émissions industrielles (soit les EBEI) pour les principaux émetteurs industriels. Les NCQAA sont des objectifs ambitieux destinés à guider le système. Elles forment la base qui permet aux gouvernements provinciaux et territoriaux de déterminer le niveau de gestion nécessaire. Alors que la mise en œuvre des EBEI établira un niveau minimal de bon rendement à l'échelle nationale, les gouvernements provinciaux et territoriaux surveilleront et géreront leurs sources locales de pollution atmosphérique et prendront des mesures supplémentaires pour toutes les sources afin de respecter les NCQAA.

Les EBEI ont été élaborées pour les principaux secteurs industriels et certains types d'équipement. Les secteurs visés par le SGQA sont ceux de l'aluminium et de l'alumine, de la fusion des métaux communs, du ciment, des produits chimiques, de l'électricité, des boulettes de minerai de fer, du fer et de l'acier, des

oil and gas and natural gas transmission pipelines). The equipment groups are gaseous-fuel fired non-utility boilers and heaters (referred to henceforth as “boilers and heaters”), non-utility combustion turbines, and stationary spark-ignition gaseous-fuel-fired engines (referred to henceforth as “engines”). When implemented, the BLIERS should ensure that all AQMS sectors in Canada, regardless of air quality where facilities are located, meet a good base level of environmental performance. While the BLIERS represent an emission “floor” for Canada, they are not designed to address poor air quality on their own; provinces and territories will assess sources of local air pollution and may require more stringent industrial emission standards for significant sources of air pollution.

Environment Canada intends to implement the BLIERS using a mix of regulatory and non-regulatory instruments, published over the next few years in phases. As part of the first phase, BLIERS that would be implemented via mandatory performance standards within the proposed Regulations are as follows:

- Engines, which are primarily used for compression, electric power generation and pumping in industrial facilities;
- Boilers and heaters, which generate steam for various purposes in industrial process applications (e.g. *in situ* extraction of bitumen in oil sands operations using steam-assisted gravity drainage); and
- Grey cement manufacturing facilities in Canada, of which there are 15 currently operating in Canada.

In subsequent phases, requirements for oil sands, petroleum refining, chemicals, fertilizers, upstream oil and gas, and volatile organic compound emissions from hydrocarbon sources may be proposed for addition to the proposed Regulations. Environment Canada is exploring different options for implementing a BLIER for coal-fired electricity in an effort to reach consensus for this critical sector. The timeline for this BLIER has not yet been determined.

Alternative instruments, such as pollution prevention (P2) notices, codes of practice, release guidelines, and performance agreements, are proposed to implement some BLIERS for the following sectors over the next two years: aluminum, iron and steel, oil sands,¹ potash, pulp and paper, iron ore pellets, base metal smelters, and a code of practice to reduce emissions of particulate matter from the cement sector.

Issues

Protecting the health and environment of Canadians is a key government priority. Air quality is important to Canadians as air pollutant emissions negatively affect human health, place a burden on the health care system, degrade the environment and have an adverse impact on the economy. The federal government has the authority to address air pollution due to the identification of key air pollutants as toxic substances under the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA 1999).

sables bitumineux, des raffineries de pétrole, de la potasse, des pâtes et papiers et du pétrole et du gaz (défini comme le pétrole et le gaz en amont et les pipelines de transport de gaz naturel). Les groupes d'équipement concernés sont les chaudières et les fours industriels indépendants brûlant des combustibles gazeux (soit les chaudières et les fours industriels), les turbines à combustion indépendantes et les moteurs stationnaires à allumage commandé brûlant des combustibles gazeux (soit les moteurs). Une fois mises en œuvre, les EBEI devraient faire en sorte que tous les secteurs visés par le SGQA au Canada respectent un niveau de base acceptable en matière de performance environnementale, et ce, quel que soit la qualité de l'air où les installations sont situées. Même si ces exigences représentent un niveau de rendement de base pour le Canada, elles ne sont pas conçues pour gérer la mauvaise qualité de l'air à elles seules; les provinces et les territoires évalueront les sources de pollution atmosphérique à l'échelle locale et pourraient imposer des normes d'émission plus strictes pour les sources importantes de pollution atmosphérique.

Environnement Canada a l'intention de mettre en œuvre les EBEI à l'aide d'une combinaison d'instruments réglementaires et non réglementaires, qui seront publiés en plusieurs phases au cours des prochaines années. Dans le cadre de la première phase, les EBEI suivantes seraient mises en œuvre sous forme de norme de rendement obligatoire présentées dans ce projet de règlement :

- les moteurs, qui sont principalement utilisés pour la compression, la production d'électricité et le pompage dans les installations industrielles;
- les chaudières et les fours industriels, qui génèrent de la vapeur à des fins diverses dans le cadre d'applications de procédés industriels (par exemple l'extraction *in situ* de bitume dans l'exploitation des sables bitumineux en utilisant le drainage par gravité au moyen de vapeur);
- les cimenteries produisant du ciment gris au Canada, dont 15 sont actuellement actives.

Dans les phases ultérieures, des exigences pour les sables bitumineux, le raffinage du pétrole, les produits chimiques, les engrais, le pétrole et le gaz en amont, ainsi que pour les émissions de composés organiques volatils provenant de sources d'hydrocarbures pourraient être proposées comme ajouts à ce projet de règlement. Dans le cadre d'un effort visant à parvenir à un consensus sur la production d'électricité à partir du charbon, Environnement Canada étudie différentes solutions pour mettre en œuvre une exigence EBEI concernant ce secteur clé. Le calendrier pour cette exigence n'a pas encore été déterminé.

D'autres instruments, tels que des avis de prévention de la pollution, des codes de pratique ou des directives sur les rejets et des ententes sur la performance, sont proposés en vue de mettre en œuvre des EBEI au cours des deux prochaines années pour les secteurs de l'aluminium, du fer et de l'acier, des sables bitumineux¹, de la potasse, des pâtes et papiers, des boulettes de minerai de fer et des fonderies de métaux communs. Un code de pratique pour réduire les émissions de matière particulaire provenant du secteur du ciment pourrait également voir le jour.

Enjeux

La protection de la santé et de l'environnement des Canadiens est une grande priorité pour le gouvernement. La qualité de l'air est importante pour les Canadiens, car les émissions de polluants atmosphériques ont des répercussions négatives sur la santé humaine, représentent un fardeau pour le système de soins de santé, nuisent à l'environnement et ont des impacts négatifs sur l'économie. Le gouvernement fédéral a le pouvoir d'intervenir en matière de pollution atmosphérique en vertu de la *Loi canadienne*

¹ Both regulations and alternative instruments are proposed for the oil sands sector but they may target different activities within the sector.

¹ Un règlement et d'autres instruments sont proposés pour le secteur des sables bitumineux, mais il se peut qu'ils ciblent différentes activités dans le secteur.

Industrial sources emit a large portion of all human-generated air pollutants in Canada. Emissions from industry, largely fossil fuel combustion, include sulphur dioxide (SO₂) [89% of total 2010 emissions], nitrogen oxides (NO_x) [39%], volatile organic compounds (VOC) [41%], primary fine particulate matter (PM_{2.5}) [29%] and ammonia (NH₃). These pollutants mix in the atmosphere and create two main components of smog: ground-level ozone, and secondary particulate matter.

While progress has been made in reducing some air pollutant emissions (e.g. regarding sulphur dioxide), air quality remains an ongoing issue in Canada. More than 35% of Canadians live in communities where the current Canada-wide air quality standard for ozone is not being met, and pollution levels will continue to be an issue as the population grows, the number of vehicles rises, pollution from international sources increases, and industry expands.

Numerous studies have linked particulate matter to cardiovascular and respiratory diseases or conditions, including heart disease, stroke, asthma, bronchitis, and emphysema. Similarly, ozone has been shown to exacerbate a wide range of respiratory conditions. In addition to their smog-forming potential, ambient levels of NO_x and SO₂ have also been linked directly to poor health effects. Exposure to any of these pollutants can increase the risk of medical complications, ranging from mild breathing difficulty, to severe chest pains, hospitalization, and even an increased risk of death. Vulnerable populations who are at elevated risk for these health problems include individuals with existing respiratory or cardiovascular problems, the elderly, and children due to their increased exposure levels. There is also growing evidence that air pollution may be associated with other health impacts (e.g. low birth weight and various neurological effects).

The negative health effects of air pollutants occur at all concentrations, not only at high concentrations ("smog days"). Even if there are only modest amounts of pollutants in the air, research shows that there are still health effects, especially among vulnerable populations such as children and seniors.

In addition to harming human health, air pollutants can cause a variety of negative impacts to vegetation, soils, water, wildlife, and materials, as well as overall ecosystem health. Plants are vulnerable to ozone: damage can be seen as flecks, blotches, and reddening on the leaves; growth can be stunted and some seedlings may not survive. Long-term exposure to ozone may result in crop yield losses, reduced timber growth, and premature livestock mortalities and illnesses. Acid rain containing harmful amounts of nitric and sulphuric acid damages trees and causes soils and water bodies to acidify, making the water unsuitable for some fish and other wildlife. Like humans, animals can experience similar health problems if exposed to air pollutants over time. In addition, the poor visibility associated with tiny particles in the air may negatively affect welfare, tourism and the enjoyment of outdoor recreational activities. Particulate deposition is also associated with soiling and structural damages.

sur la protection de l'environnement (1999), car les principaux polluants atmosphériques sont considérés comme des substances toxiques.

Une grande partie des polluants atmosphériques d'origine humaine au Canada proviennent de sources industrielles. Les émissions provenant de l'industrie, généralement dues à la combustion de combustibles fossiles, comprennent notamment du dioxyde de soufre (SO₂) [89 % des émissions totales en 2010], des oxydes d'azote (NO_x) [39 %], des composés organiques volatils (COV) [41 %], des matières particulaires fines primaires (PM_{2.5}) [29 %] et de l'ammoniac (NH₃). Ces polluants se mélangent dans l'atmosphère et créent deux grands composants du smog : l'ozone troposphérique et les matières particulaires secondaires.

Même si des progrès ont été accomplis dans la réduction des émissions de polluants atmosphériques (par exemple pour le dioxyde de soufre), la qualité de l'air est toujours un problème d'actualité au Canada. Plus de 35 % des Canadiens vivent dans des collectivités où le standard pancanadien existant pour l'ozone n'est pas respecté, et les niveaux de pollution continueront de représenter un problème en raison de la croissance de la population, de l'augmentation du nombre de véhicules et de la pollution provenant de sources internationales, ainsi que du développement de l'industrie.

De nombreuses études ont associé les matières particulaires aux maladies ou problèmes cardiovasculaires et respiratoires, y compris les maladies cardiaques, les accidents vasculaires cérébraux, l'asthme, la bronchite et l'emphysème. De même, on a constaté que l'ozone aggravait un large éventail de problèmes respiratoires. En plus de leur potentiel de contribution au smog, les niveaux ambiants de NO_x et de SO₂ ont également été directement liés aux problèmes de santé. L'exposition à l'un de ces polluants peut augmenter le risque de complications médicales, allant d'une légère difficulté à respirer à de fortes douleurs thoraciques, à l'hospitalisation et même à un risque accru de décès. Les populations vulnérables ayant un risque élevé d'avoir ces problèmes de santé comprennent les personnes ayant déjà des problèmes respiratoires ou cardiovasculaires, les personnes âgées et les enfants en raison de l'augmentation de leurs niveaux d'exposition. On a également de plus en plus de preuves que la pollution atmosphérique peut être associée à d'autres impacts sur la santé (par exemple un faible poids à la naissance et divers problèmes neurologiques).

Les impacts néfastes des polluants atmosphériques sur la santé sont présents à toutes les concentrations, pas seulement aux concentrations élevées (« jours de smog »). Même si les quantités de polluants dans l'air sont faibles, les recherches effectuées indiquent qu'il y a toujours des impacts sur la santé, en particulier chez les populations vulnérables comme les enfants et les personnes âgées.

En plus de nuire à la santé humaine, les polluants atmosphériques peuvent causer divers impacts néfastes sur la végétation, les sols, l'eau, la faune, les matériaux et la santé générale de l'écosystème. Les plantes sont vulnérables à l'ozone; les dommages peuvent prendre la forme de mouchetures, de taches et de rougissements sur les feuilles, la croissance peut être freinée et certains semis peuvent ne pas survivre. L'exposition à long terme à l'ozone peut entraîner des pertes de rendement des cultures agricoles, une diminution de la croissance du bois, ainsi qu'une mortalité et des maladies prématurées pour le bétail. Les pluies acides contenant des quantités dangereuses d'acide nitrique et d'acide sulfurique nuisent aux arbres et provoquent une acidification des sols et des plans d'eau, rendant ainsi l'eau non convenable pour certains poissons et d'autres espèces sauvages. Les animaux peuvent éprouver, au fil du temps, des problèmes de santé similaires à ceux des humains s'ils sont exposés aux polluants atmosphériques. Par ailleurs, la mauvaise visibilité associée aux minuscules particules dans l'air peut affecter négativement le bien-être, le

In addition, air flow carries pollutants from province to province and between Canada and the United States. In turn, U.S. emissions are transported into Canada and contribute to the ambient levels of PM and ozone, which contributes to exceed the Canadian ambient air standards in some parts of the country. The lack of a clear national approach coupled with uncertain provincial actions have made it difficult for Canada to discuss improvements in cross-border pollution with the United States.

Table 1 below summarizes the significance of emissions sources in each sector/equipment group in relation to total industrial emissions, as well as their projected growth in emissions and geographical distribution in the absence of the proposed Regulations. The negative projected growth in NO_x emissions for boilers and heaters is due to the expected natural replacement of old uncontrolled boilers and heaters with new equipment that is less emissions-intensive.

Table 1: Emission Profiles by Sector/Equipment Group

Sector/Equipment	Emissions in 2010*	Emissions as Percent of Total Canadian Industrial Sources	Projected Growth in Emissions by 2035 (in Absence of New Regulations)	Geographical Distribution
Engines	489 kt NO _x	46% of industrial NO _x emissions	12%	Mainly located in British Columbia, and Alberta
Boilers and heaters	26 kt NO _x *	2% of industrial NO _x emissions	-7%	Mainly located in Alberta, British Columbia and Ontario
Cement	28 kt NO _x	3% of industrial NO _x emissions	16%	British Columbia, Alberta, Ontario, Quebec and Nova Scotia
	19 kt SO ₂	2% of industrial SO ₂ emissions	23%	

* The emission level for boilers and heaters is in 2011.

Objectives

The proposed Regulations are the vehicle through which the federal government intends to implement some of the BLIERS. This single regulation includes a section with content that applies to all or several sectors/types of equipment, along with separate sections with requirements specific to each sector/type of equipment. Therefore, these proposed Regulations would fulfil an important commitment of the federal government to implement the new AQMS, and contribute towards establishing a nationally consistent emissions "floor" across the country. In doing so, the proposed Regulations would lead to reduced air pollutant emissions (NO_x and SO₂), which will have positive health and environmental effects.

tourisme et le plaisir de faire des activités récréatives de plein air. Le dépôt de matières particulaires est également associé aux souillures et aux dommages structurels.

En outre, le flux d'air transporte les polluants d'une province à l'autre et entre le Canada et les États-Unis. À leur tour, les émissions des États-Unis sont transportées au Canada et participent aux concentrations ambiantes de matières particulaires et d'ozone, ce qui contribue à des dépassements des normes nationales de qualité de l'air ambiant dans certaines régions du pays. En raison de l'absence d'une approche nationale claire et des mesures provinciales incertaines, il s'est avéré difficile pour le Canada de discuter avec les États-Unis d'une stratégie contre la pollution transfrontalière.

Le tableau 1 ci-dessous résume l'importance des sources d'émissions pour chaque secteur ou groupe d'équipement par rapport aux émissions industrielles totales, la croissance projetée de leurs émissions en l'absence du projet de règlement ainsi que leur répartition géographique. La croissance négative prévue pour les émissions de NO_x des chaudières et des fours industriels est due aux remplacements normaux prévus des anciens équipements sans technologie antipollution par de nouveaux ayant une intensité d'émissions plus faible.

Tableau 1 : Profils des émissions par secteur ou groupe d'équipement

Secteur ou équipement	Émissions en 2010*	Émissions en pourcentage du nombre total de sources industrielles canadiennes	Croissance prévue des émissions d'ici 2035 (en l'absence du nouveau règlement)	Répartition géographique
Moteurs	489 kt de NO _x	46 % des émissions industrielles de NO _x	12 %	Principalement situées en Colombie-Britannique et en Alberta
Chaudières et fours industriels	26 kt de NO _x *	2 % des émissions industrielles de NO _x	-7 %	Principalement situées en Alberta, en Colombie-Britannique et en Ontario
Ciment	28 kt de NO _x	3 % des émissions industrielles de NO _x	16 %	Colombie-Britannique, Alberta, Ontario, Québec et Nouvelle-Écosse
	19 kt de SO ₂	2 % des émissions industrielles de SO ₂	23 %	

* Le niveau d'émission des chaudières et des fours industriels concerne l'année 2011.

Objectifs

Le projet de règlement est le moyen par lequel le gouvernement fédéral a l'intention de mettre en œuvre certaines des EBEI. Ce règlement inclut une partie dont le contenu s'applique à tous les secteurs ou types d'équipements ou à plusieurs d'entre eux, ainsi que des parties distinctes comprenant des exigences propres à chaque secteur ou type d'équipement. Ainsi, ce projet de règlement permettrait au gouvernement fédéral d'honorer son important engagement qui est de mettre en œuvre le nouveau SGQA et d'aider à établir un niveau de rendement de base uniforme à l'échelle nationale. Ce faisant, le projet de règlement permettrait de réduire les émissions de polluants atmosphériques (NO_x et SO₂), ce qui aura des impacts positifs sur la santé et l'environnement.

Specific objectives for each sector/equipment group are as follows:

Engines: Limit the amount of NO_x emitted from modern and original engines used by industrial facilities.

Boilers and heaters: Limit the amount of NO_x emitted from modern, original, and transitional boilers and heaters used by industrial facilities.

Cement: Limit the amount of NO_x and SO₂ emitted from all grey cement manufacturing facilities.

Description

The proposed Regulations would impose mandatory performance standards specific to each sector/equipment group; they are described in turn below. In all cases, regulated facilities would be subject to enforcement and compliance requirements and penalties as specified under CEPA 1999.

Engines (equipment type)

The stationary engines burning gaseous fuels covered by the proposed Regulations are typically used for gas compression (such as maintaining well pressure or moving gas along pipelines), but can also be used for other purposes, such as back-up generators and pumping. They range in size from as small as the engine in a small car to as large as the engine found in a diesel-electric locomotive. They are a significant source of NO_x emissions; in one hour of operation, an average sized engine emits as much NO_x as an average light-duty vehicle does in almost 200 000 km.

The proposed Regulations would impose performance standards for both new (“modern”) and existing (“original”) engines, as set out in Table 2 below. Modern and original engines are defined based on when they are manufactured relative to January 1, 2015.

The proposed Regulations would require the submission of information to the Government. All engines in operation would be required to be registered, and information would have to be submitted identifying the regulated engines. For modern engines, the engine would be registered and the results of testing would be submitted annually starting one year after the engine begins to operate. For original engines, registration will be required as of January 1, 2018, and annual reports will be submitted as of 2021. For both modern and original engines, any time the engine’s identifying information is changed, its registration will need to be updated at the same time as the subsequent annual report is submitted.

For modern engines, the U.S. Environmental Protection Agency’s New Source Performance Standard for Stationary Spark Ignition Internal Combustion Engines was the basis for the proposed standard and size threshold. For original engines, the performance standard and size threshold was based on retrofit technologies that are currently available to operators and have been proven in operation. The size threshold for original engines is higher than that of modern engines in recognition of the challenges and costs of retrofitting smaller engines.

Les objectifs propres à chaque secteur et groupe d’équipement sont les suivants :

Moteurs : Limiter la quantité de NO_x émise par les moteurs modernes et originaux utilisés par les installations industrielles.

Chaudières et fours industriels : Limiter la quantité de NO_x émise par les chaudières et les fours industriels modernes originaux ou de transition utilisés par les installations industrielles.

Ciment : Limiter la quantité de NO_x et de SO₂ émise par toutes les cimenteries produisant du ciment gris.

Description

Le projet de règlement imposerait des normes de rendement obligatoires propres à chaque secteur et groupe d’équipement (voir description ci-dessous). Dans tous les cas, les installations réglementées seraient soumises aux exigences d’application de la loi et de conformité, ainsi qu’aux peines prévues dans la *Loi canadienne sur la protection de l’environnement (1999)*.

Moteurs (type d’équipement)

Les moteurs stationnaires brûlant des combustibles gazeux qui sont visés par le projet de règlement sont généralement utilisés pour la compression des gaz (par exemple pour maintenir la pression dans les puits ou déplacer le gaz dans les pipelines), mais ils peuvent aussi être utilisés à d’autres fins, comme pour entraîner des génératrices auxiliaires ou pour le pompage. Leur plage de puissance s’étend d’un moteur aussi petit que celui d’une petite voiture à un moteur aussi gros que celui d’une locomotive diesel-électrique. Ils représentent une source importante d’émissions de NO_x et, en une heure de fonctionnement, un moteur de puissance moyenne peut émettre autant de NO_x qu’un véhicule léger de taille moyenne parcourant près de 200 000 km.

Le projet de règlement imposerait des normes de rendement pour les moteurs neufs (modernes) et existants (originaux), tel qu’il est décrit au tableau 2 ci-dessous. Les moteurs sont définis comme étant modernes ou originaux dépendamment de leur année de fabrication par rapport au 1^{er} janvier 2015.

Le projet de règlement exigerait l’envoi de renseignements au gouvernement. Tous les moteurs en exploitation devraient être enregistrés et des renseignements permettant d’identifier le moteur visé par le Règlement devraient être envoyés. Pour les moteurs modernes, l’enregistrement devrait être effectué un an après que le moteur ait commencé à être exploité, après quoi l’envoi annuel des résultats des essais de rendement devrait débiter. Pour les moteurs originaux, l’enregistrement serait exigé à partir du 1^{er} janvier 2018 et les rapports annuels devraient être soumis à partir de 2021. Autant pour les moteurs modernes qu’originaux, et à chaque fois que des renseignements permettant d’identifier le moteur changent, l’enregistrement du moteur devrait être mis à jour, et ce, au même moment que l’envoi du rapport annuel.

Pour les moteurs modernes, la norme et le seuil de puissance proposés sont basés sur les normes de rendement de l’Environmental Protection Agency des États-Unis intitulées New Source Performance Standard for Stationary Spark Ignition Internal Combustion Engines (norme de rendement des sources nouvelles pour les moteurs stationnaires à combustion interne à allumage commandé). Pour les moteurs originaux, la norme de rendement et le seuil de puissance ont été déterminés en fonction des technologies d’adaptation antipollution actuellement offertes aux exploitants et qui ont été démontrées sur le terrain. Le seuil de puissance des moteurs originaux est supérieur à celui des moteurs modernes, et ce, en raison des défis et des coûts liés à la modernisation des moteurs de plus faible puissance.

These performance standards are consistent with what can be achieved cost-effectively by installing emissions control technologies, including, but not limited to, non-selective catalytic reduction (NSCR); rich-to-lean-burn engine management systems; and pre-combustion chambers. Two options are available to meet the emission limits applying to original engines:

- *Per unit approach*: to meet the standard by modifying all applicable engines beginning in 2026, and by modifying engines representing at least half of the total power of all applicable engines between 2021 and 2026; or
- *Average approach*: to meet the standard by taking an annual average of emissions from all applicable engines; that is, some engines in a given collection will be able to emit below the performance standard while others will emit above, so long as the average annual emissions of engines in a collection meets the standard (referred to henceforth as the “fleet average approach”).

Ces normes de rendement correspondent aux niveaux d'émissions qui peuvent être atteints de manière rentable en installant des technologies antipollution, y compris, sans toutefois s'y limiter, les catalyseurs à trois voies, les systèmes de gestion de moteur qui convertissent le moteur à mélange riche en moteur à mélange pauvre et les chambres de précombustion. Il existe deux options pour respecter les limites d'émissions s'appliquant aux moteurs originaux :

- *Approche par unité* : respecter la norme en modifiant tous les moteurs visés par le projet de règlement à compter de 2026, et en modifiant des moteurs représentant au moins la moitié de la puissance totale de tous les moteurs visés par le projet de règlement pour la période de 2021 à 2026;
- *Approche de la moyenne* : respecter la norme en calculant la moyenne annuelle des émissions de tous les moteurs visés par le projet de règlement; à savoir que certains moteurs d'une collection donnée pourront émettre des émissions inférieures à la norme, tandis que les émissions d'autres moteurs seront supérieures à la norme, à condition que la moyenne annuelle des émissions des moteurs d'une collection respecte la norme (soit l'approche de la moyenne du parc).

Table 2: Proposed Performance Standards for Engines

	Criteria	Manufactured After January 1, 2015 (Modern Engines)	Manufactured Before January 1, 2015 (Original Engines)
	AQMS Sectors Covered	Aluminum and alumina, base metal smelting, cement, chemicals, electricity, iron ore pellets, iron and steel, oil sands, petroleum refining, potash, pulp and paper, and oil and gas (defined here as upstream oil and gas and natural gas transmission pipelines)	Oil and Gas
Regular-usage Engines	Size Threshold (kilowatts, kW)	≥75	≥250
	NO _x Emission Limits	2.7 grams per kilowatt-hour (g/kWh) output or 160 parts per million by volume on a dry basis (ppmvd) at 15% oxygen	Flat Limit: 4 g/kWh output or 210 ppmvd at 15% oxygen (engines comprising 50% of total power as of 2021; 100% by 2026) or Fleet Average: 8 g/kWh output or 421 ppmvd at 15% oxygen as of 2021; 4 g/kWh or 210 ppmvd at 15% oxygen as of 2026
	Testing	Baseline Performance Test; Ongoing Tests for Engines ≥375 kW in size	Baseline Performance Test; Ongoing Tests for Engines ≥375 kW in size
Low-usage Engines	Size Threshold (kW)	≥100	None
	NO _x Emission Limits	2.7 g/kWh output or 160 ppmvd at 15% oxygen	None
	Testing	None	None

Tableau 2 : Normes de rendement proposées pour les moteurs

Critères	Date de fabrication postérieure au 1 ^{er} janvier 2015 (moteurs modernes)	Date de fabrication antérieure au 1 ^{er} janvier 2015 (moteurs originaux)
Secteurs visés par le Système de gestion de la qualité de l'air	Aluminium et alumine, fusion des métaux communs, ciment, produits chimiques, électricité, boulettes de minerai de fer, fer et acier, sables bitumineux, raffinage du pétrole, potasse, pâtes et papiers, pétrole et gaz (définis ici comme pétrole et gaz en amont et pipelines de transport de gaz naturel)	Pétrole et gaz

Tableau 2 : Normes de rendement proposées pour les moteurs (suite)

	Critères	Date de fabrication postérieure au 1 ^{er} janvier 2015 (moteurs modernes)	Date de fabrication antérieure au 1 ^{er} janvier 2015 (moteurs originaux)
Moteurs à utilisation régulière	Seuil de puissance (kilowatts, kW)	≥ 75	≥ 250
	Limites des émissions de NO _x	2,7 grammes par kilowattheure (g/kWh) produit ou 160 parties par million en volume sur une base sèche (ppmvd) à 15 % d'oxygène	Limite uniforme : 4 g/kWh produit ou 210 ppmvd à 15 % d'oxygène (moteurs représentant 50 % de la puissance totale à partir de 2021; 100 % d'ici 2026) ou Moyenne du parc : 8 g/kWh produit ou 421 ppmvd à 15 % d'oxygène à partir de 2021; 4 g/kWh produit ou 210 ppmvd à 15 % d'oxygène à partir de 2026
	Essais	Essais de rendement initial; essais subséquents pour les moteurs dont la puissance est supérieure ou égale à 375 kW	Essais de rendement initial; essais subséquents pour les moteurs dont la puissance est supérieure ou égale à 375 kW
Moteurs à faible utilisation	Seuil de puissance (kW)	≥ 100	Aucun
	Limites des émissions de NO _x	2,7 g/kWh produit ou 160 ppmvd à 15 % d'oxygène	Aucun
	Essais	Aucun	Aucun

Original low-usage engines, which are those engines used less than 5% of the time in a three-year period, are not subject to the same emission requirements as regular-usage engines. Low-usage engines are expected to represent a small percentage of the total engine fleet. Given their low usage, these engines are not a significant source of NO_x emissions and would be less cost-effective to retrofit than regular-usage engines. The proposed performance standards for original engines apply only to facilities in the oil and gas sector (non-oil sands upstream oil and gas, natural gas transmission pipelines).

Boilers and heaters (equipment type)

A boiler burns gaseous fossil fuels, such as natural gas, to create hot water or steam for use in industrial processes and heating, while a heater directly heats the material being processed. Boilers and heaters are typically comprised of a combustion chamber, burners, a pressure vessel (only for boilers), and control/monitoring equipment. The burner design determines the NO_x emissions; a well-designed burner can reduce NO_x emissions by a factor of five, compared to a standard burner.

Boilers and heaters are found in most sectors of the Canadian economy. Using size thresholds that industry, provinces and NGOs agreed upon during discussions of the emission limits (as noted in Table 3 below), only boilers and heaters having a rated capacity greater than or equal to 10.5 gigajoules per hour (GJ/hr) would be subject to the proposed Regulations.

The proposed Regulations would impose performance standards for both new ("modern") and existing ("original") boilers and heaters, as set out in Table 3 below. The performance standards differ depending on whether the equipment is a boiler or a heater, whether the equipment burns natural gas or alternative gaseous fuels, whether the heater preheats the combustion air, or whether the boiler has an efficiency of more than 80%. For each consideration, except for efficiency, the emission limits were chosen so that the technical difficulty in meeting them is roughly

Les moteurs originaux à faible utilisation, soit ceux qui sont utilisés moins de 5 % du temps sur une période de trois ans, ne sont pas soumis aux mêmes exigences d'émissions que les moteurs à utilisation régulière. Les moteurs à faible utilisation devraient représenter un petit pourcentage du parc total de moteurs. Compte tenu de leur faible utilisation, ces moteurs ne constituent pas une source importante d'émissions de NO_x et il serait moins rentable de les moderniser que de moderniser les moteurs à utilisation régulière. Les normes de rendement proposées pour les moteurs originaux s'appliquent uniquement aux installations du secteur du pétrole et du gaz (pétrole et gaz en amont ne provenant pas de sables bitumineux, pipelines de transport de gaz naturel).

Chaudières et fours industriels (type d'équipement)

Une chaudière brûle des combustibles fossiles gazeux, comme le gaz naturel, afin de produire de l'eau chaude ou de la vapeur pour les procédés industriels et le chauffage, tandis qu'un four industriel chauffe directement la matière traitée. Les chaudières et les fours industriels sont généralement composés d'une chambre de combustion, de brûleurs, d'un appareil à pression (uniquement pour les chaudières) et d'un équipement de contrôle ou de surveillance. La quantité de NO_x émise dépend de la conception du brûleur. Ainsi, un brûleur bien conçu aurait la capacité d'émettre cinq fois moins de NO_x qu'un brûleur standard.

On trouve des chaudières et des fours industriels dans la plupart des secteurs de l'économie canadienne. Selon les seuils de taille convenus par l'industrie, les provinces et les ONG au cours des discussions sur les limites d'émissions (indiqués dans le tableau 3 ci-dessous), seuls les chaudières et les fours industriels ayant une capacité nominale égale ou supérieure à 10,5 gigajoules par heure (GJ/h) seraient visés par le projet de règlement.

Le projet de règlement imposerait des normes de rendement pour les chaudières et les fours industriels neufs (modernes) et existants (originaux), tel qu'il est décrit au tableau 3 ci-dessous. Les normes de rendement varient en fonction de l'appareil utilisé (chaudière ou four industriel), des combustibles brûlés (gaz naturel ou combustibles gazeux de remplacement) et du fait que le four industriel préchauffe ou non l'air de combustion, ou que la chaudière a un rendement supérieur ou inférieur à 80 %. Pour chaque élément à prendre en considération, à l'exception du

equivalent. The efficiency consideration was included so as to not provide a disincentive for more efficient fuel use (i.e. a more efficient boiler can have a higher emission intensity, but would emit the same quantity of NO_x per year as a less efficient boiler).

rendement, les limites d'émissions ont été choisies de façon à ce que la difficulté technique rencontrée pour les atteindre soit à peu près équivalente. L'idée de prendre en compte le rendement a été incluse afin de ne pas décourager l'utilisation plus efficace de carburants (c'est-à-dire qu'une chaudière plus efficace peut avoir une intensité d'émissions plus élevée tout en émettant la même quantité de NO_x par an qu'une chaudière moins efficace).

Table 3: Proposed Performance Standards for Large Non-utility Boilers and Heaters

AQMS sectors covered: Aluminum and alumina, base metal smelting, cement, chemicals, electricity, iron ore pellets, iron and steel, oil sands, potash, pulp and paper, and oil and gas. ²						
Size threshold: Rated capacity greater than 10.5 gigajoules input energy per hour (GJ/hr). ³						
	Fuel Type	Parameters		NO _x Emission Limits (g/GJ)		Compliance Year
				Boiler ⁴	Heater ⁵	
Modern Equipment	Natural gas	Efficiency	<80%	16	N/A	2015
			≥80%	>16 - 18		
	Preheated combustion air	No	N/A	16		
		Yes		>16 - 19		
	Alternative gaseous fuel	Efficiency	<80%	20.8	N/A	
			≥80%	>20.8 - 23		
Preheated combustion air	No	N/A	20.8			
	Yes		>20.8 - 25			
Original Equipment	Natural gas and/or alternative gaseous fuels	Threshold Level of NO _x emissions (g/GJ)	>80	26	26	2026
			70-80	26	26	2036
			<70	N/A	N/A	N/A

Tableau 3 : Normes de rendement proposées pour les chaudières et les fours industriels indépendants de grande capacité

Secteurs visés par le SGQA : aluminium et alumine, fusion des métaux communs, ciment, produits chimiques, électricité, boulettes de minerai de fer, fer et acier, sables bitumineux, potasse, pâtes et papiers, pétrole et gaz. ²						
Seuil de taille : capacité nominale supérieure à 10,5 gigajoules d'apport énergétique par heure (GJ/h). ³						
	Combustible	Paramètres		Limites des émissions de NO _x (g/GJ)		Année de conformité
				Chaudière ⁴	Four industriel ⁵	
Équipement moderne	Gaz naturel	Rendement	< 80 %	16	s.o.	2015
			≥ 80 %	> 16-18		
	Air de combustion préchauffé	Non	s.o.	16		
		Oui		> 16-19		
	Autre combustible gazeux	Rendement	< 80 %	20,8	s.o.	
			≥ 80 %	> 20,8-23		
Air de combustion préchauffé	Non	s.o.	20,8			
	Oui		> 20,8-25			

² Some AQMS sectors have no existing boilers or heaters that would be subject to the obligation (for example, cement has no equipment that would be considered to be a boiler or heater under the proposed Regulations).

³ Gigajoules per hour of input energy is a measure of how much fuel the equipment burns on a continuous basis.

⁴ In addition to these emission limits, boilers with a capacity greater than 262.5 GJ/hr would be required to be designed to emit less than 13 g/GJ (regardless of whether they combust natural gas or alternative gaseous fuel, and regardless of their efficiency).

⁵ In addition to these emission limits, heaters with a capacity greater than 262.5 GJ/hr would be required to be designed to emit less than 16 g/GJ (regardless of whether they combust natural gas or alternative gaseous fuel, and regardless of the amount of air preheat).

² Certains secteurs visés par le SGQA n'ont pas de chaudières ni de fours industriels existants qui seraient assujettis à l'obligation (par exemple, la fabrication de ciment ne nécessite aucun équipement qui pourrait être considéré comme une chaudière ou un four industriel en vertu du projet de règlement).

³ Les gigajoules par heure d'apport énergétique constituent une mesure de la quantité de carburant brûlé par l'équipement sur une base continue.

⁴ En plus de ces limites d'émissions, les chaudières ayant une capacité nominale supérieure à 262,5 GJ/h seraient tenues d'être conçues pour émettre moins de 13 g/GJ (indépendamment du fait qu'ils brûlent du gaz naturel ou un combustible gazeux de remplacement, et indépendamment de leur rendement).

⁵ En plus de ces limites d'émissions, les fours industriels ayant une capacité supérieure à 262,5 GJ/h seraient tenus d'être conçus pour émettre moins de 16 g/GJ (indépendamment du fait qu'ils brûlent du gaz naturel ou un combustible gazeux de remplacement et quelle que soit la quantité d'air préchauffé).

Tableau 3 : Normes de rendement proposées pour les chaudières et les fours industriels indépendants de grande capacité (suite)

		Paramètres		Limites des émissions de NO _x (g/GJi)		Année de conformité
				Chaudière ⁴	Four industriel ⁵	
Équipement original	Combustible	Seuil d'émissions de NO _x (g/GJi)	> 80	26	26	2026
	Gaz naturel ou combustibles gazeux de remplacement		70-80	26	26	2036
			< 70	s.o.	s.o.	s.o.

Original boilers and heaters are those that are in service before the proposed Regulations come into force. Transitional boilers and heaters⁶ are those that are assembled on site and are in service within up to two years of the proposed Regulations coming into force. Modern boilers and heaters are those that are not original and not transitional, and would be in service after the proposed Regulations come into force.

For original boilers and heaters, these performance standards could be achieved cost-effectively by either retrofitting or replacing the original equipment. The proposed Regulations phase in NO_x emission limits over a 20-year period for equipment that emits more than 70 grams per gigajoule input energy (g/GJi). Equipment that currently emits less than 70 g/GJi would not be subject to any performance standards under the proposed Regulations. The performance standards target original equipment in regulated sectors that have no NO_x controls, imposing requirements by 2026 for boilers and heaters that currently emit more than 80 g/GJi, and by 2036 for boilers and heaters that emit from 70 g/GJi to 80 g/GJi.

In addition to NO_x emission limits, the proposed Regulations would require that boilers and heaters having a rated capacity greater than 262.5 GJi/hr be equipped with Continuous Emission Monitoring Systems (CEMS). CEMS are generally add-on technologies used to demonstrate compliance. CEMS are preferred over other testing methods (such as an annual stack test), because large boilers can emit hundreds of tonnes of NO_x each year and thus warrant continuous monitoring.

Ciment

The single greatest point source release to the environment of air pollutants of concern from cement manufacturing is a kiln. A kiln heats and processes limestone and other material, such as silica, alumina and ferrous oxide, to produce an intermediate product called clinker. Clinker is then ground and combined with other material to produce cement. The proposed Regulations apply to all cement manufacturing facilities that produce clinker for the purpose of producing grey cement.⁷ No minimal thresholds are proposed, as all cement facilities are deemed to be significant enough to be subject to the provisions of these Regulations. There are currently four types of kilns in the cement manufacturing sector: wet kilns, long dry kilns, preheater kilns, and precalciner kilns.

⁶ The performance standard for transitional boilers and heaters is 26 g/GJi for equipment with a capacity of less than 105 GJi/hr and 40 g/GJi for equipment with a capacity that is greater than 1 055 GJi/hr.

⁷ The only facility producing white cement is not currently subject to the proposed Regulations. An appropriate performance standard for cement manufacturing facilities that produce white cement is still under development. The grey and white cement markets are mutually exclusive, and therefore no short-term issues surrounding competitive concerns are anticipated.

Les chaudières et les fours industriels originaux sont ceux qui seront en service avant l'entrée en vigueur du projet de règlement. Les chaudières et les fours industriels de transition⁶ sont ceux qui seront assemblés sur place et qui seront mis en service jusqu'à deux ans après l'entrée en vigueur du projet de règlement. Les chaudières et les fours industriels modernes sont ceux qui ne seront ni originaux ni de transition et qui seront mis en service après l'entrée en vigueur du projet de règlement.

Pour les chaudières et les fours industriels originaux, ces normes de rendement pourraient être atteintes de manière rentable soit par la modernisation soit par le remplacement de l'équipement original. Le projet de règlement met en œuvre progressivement les limites d'émissions de NO_x sur une période de 20 ans pour l'équipement émettant plus de 70 grammes par gigajoule d'apport énergétique (g/GJi). L'équipement émettant actuellement moins de 70 g/GJi ne sera sujet à aucune des normes de rendement proposées dans le projet de règlement. Les normes de rendement ciblent tout équipement original, utilisé dans les installations réglementées, qui ne dispose pas de dispositif de contrôle des émissions de NO_x en imposant des exigences d'ici 2026 pour les chaudières et les fours industriels qui émettent actuellement plus de 80 g/GJi, et d'ici 2036 pour les chaudières et les fours industriels qui émettent entre 70 g/GJi et 80 g/GJi.

En plus des limites d'émissions de NO_x, le projet de règlement imposerait aux chaudières et fours industriels ayant une capacité nominale supérieure à 262,5 GJi/h d'être équipés de systèmes de mesure et d'enregistrement en continu des émissions. Ces systèmes sont généralement des dispositifs ajoutés utilisés pour démontrer la conformité. On préfère ces systèmes à d'autres méthodes d'essai (comme un essai annuel en cheminée), car les chaudières de grande capacité peuvent émettre des centaines de tonnes de NO_x chaque année, et nécessitent donc une surveillance continue.

Ciment

Les fours constituent l'unique source ponctuelle majeure de rejets de polluants atmosphériques provenant de la fabrication du ciment. Un four réchauffe et traite la pierre calcaire et d'autres matériaux, comme la silice, l'alumine et l'oxyde ferreux, pour produire un produit intermédiaire appelé clinker. Le clinker est ensuite broyé et combiné à d'autres matériaux afin de produire du ciment. Le projet de règlement s'applique à toutes les cimenteries qui produisent du clinker dans le but de produire du ciment gris⁷. Aucun seuil minimal n'est proposé, étant donné que toutes les cimenteries sont considérées comme étant suffisamment importantes pour être assujetties aux dispositions de ce projet de règlement. À l'heure actuelle, il existe quatre types de fours dans le secteur de la fabrication du ciment : les fours en voie humide, les

⁶ La norme de rendement pour les chaudières et les fours industriels de transition est de 26 g/GJi pour les équipements d'une capacité nominale inférieure à 105 GJi/h et de 40 g/GJi pour les équipements d'une capacité supérieure à 1 055 GJi/h.

⁷ La seule installation de production de ciment blanc n'est pas actuellement soumise à ce projet de règlement. Une norme de rendement propre aux cimenteries produisant du ciment blanc est encore en cours d'élaboration. Comme les marchés du ciment gris et blanc sont mutuellement exclusifs, aucun problème à court terme relatif à la concurrence n'est prévu.

The proposed Regulations would impose kiln-specific performance standards for NO_x and SO₂ per tonne of clinker produced, as outlined in Table 4 below. The proposed Regulations require that CEMS be used to monitor the release of NO_x and SO₂, starting in 2015, and impose performance standards starting in 2017.

Table 4: Proposed Performance Standards for Cement Kilns

AQMS sectors covered: Cement manufacturing		
Pollutant	Kiln type	Performance standard
NO _x	Wet kiln	2.55 kg/tonne clinker or 30% reduction in emission intensity (kg/tonne of clinker) from 2006
	Long dry kiln	
	Preheater kiln	2.25 kg/tonne clinker
	Precalciner kiln	
SO ₂	All kilns	3.0 kg/tonne clinker

These performance standards are consistent with what can be achieved by making operational improvements or installing emissions control technologies that are in place and proven by the cement manufacturing sector. The requirement to use CEMS for monitoring of emissions is a well-established practice within the cement industry. For the cement sector, compliance will be assessed at the facility level. This approach will provide flexibility and assist in minimizing costs by allowing individual facilities to design and implement the operational and equipment modifications required to meet the environmental performance standards for each pollutant of concern.

Regulatory and non-regulatory options considered

Environment Canada will be implementing the BLIERs using a mix of policy instruments. For each BLIER, regulatory and non-regulatory options have been considered in order to determine the optimal approach. The following presents the outcomes of the analysis for the BLIERs in the proposed Regulations only.

a. Status quo approach

Industrial emission requirements help to protect air quality. Currently, the federal government has a limited role related to controlling industrial air pollutants. Actions to manage industrial emissions vary from one province or territory to another, creating a patchwork and an uneven playing field for Canadian enterprises. Canada currently lacks a nationally consistent approach to reducing industrial air pollutant emissions and it is unlikely that a base-level of performance standards can be established across Canada in the absence of federal action. Also, the current approach has not proved sufficient to reduce the health and environmental risks across the country and, under the status quo, U.S. industries generally exceed Canadian performance. Federal action would demonstrate to Canadians and the United States that we are actively managing our air quality, and so the federal government would be in a stronger position to discuss further reductions in transboundary flows of air pollutants with the United States.

fours longs à voie sèche, les fours à préchauffeur et les fours à précalcinateur.

Le projet de règlement imposerait des normes de rendement propres aux fours concernant les émissions de NO_x et de SO₂ par tonne de clinker produit, tel qu'il est indiqué au tableau 4 ci-dessous. Le projet de règlement exigerait l'utilisation de systèmes de mesure et d'enregistrement en continu des émissions pour les émissions de NO_x et de SO₂ à partir de 2015 et imposerait des normes de rendement à partir de 2017.

Tableau 4 : Normes de rendement proposées pour les fours à ciment

Secteurs visés par le SGQA : Fabrication de ciment		
Polluant	Type de four	Norme de rendement
NO _x	Four à voie humide	2,55 kg/tonne de clinker ou 30 % de réduction de l'intensité des émissions (kg/tonne de clinker) de 2006
	Four long à voie sèche	
	Four à préchauffeur	2,25 kg/tonne de clinker
	Four à précalcinateur	
SO ₂	Tous les fours	3,0 kg/tonne de clinker

Ces normes de rendement correspondent aux niveaux d'émissions qui peuvent être atteints en apportant des améliorations opérationnelles ou en installant des technologies antipollution qui ont été implantées et éprouvées par le secteur de la fabrication de ciment. L'obligation d'utiliser des systèmes de mesure et d'enregistrement en continu des émissions est une pratique bien établie au sein de l'industrie du ciment. Pour le secteur de la fabrication du ciment, la conformité sera évaluée à l'échelle de l'installation. Cette approche permettra une certaine souplesse et aidera à réduire au minimum le coût en autorisant les installations individuelles à concevoir et à mettre en œuvre les modifications de l'exploitation et de l'équipement nécessaires pour respecter les normes de performance environnementale pour chaque polluant visé.

Options réglementaires et non réglementaires considérées

Environnement Canada mettra en œuvre les EBEI au moyen de différents instruments de politique. Pour chaque EBEI, des solutions réglementaires et non réglementaires ont été prises en considération afin de déterminer la meilleure approche. La liste suivante présente les résultats de l'analyse, seulement pour les EBEI proposées dans le projet de règlement.

a. Approche du statu quo

Les exigences relatives aux émissions industrielles aident à protéger la qualité de l'air. Actuellement, le gouvernement fédéral a un rôle limité concernant le contrôle des polluants atmosphériques de sources industrielles. Les mesures visant à gérer les émissions industrielles varient d'une province ou d'un territoire à l'autre, créant ainsi des disparités et des inégalités pour les entreprises canadiennes. Le Canada ne dispose actuellement d'aucune approche nationale uniforme concernant la réduction des émissions industrielles de polluants atmosphériques et il semble peu probable qu'un niveau de rendement de base puisse être établi dans l'ensemble du pays en l'absence de mesure fédérale. En outre, l'approche actuelle ne s'est pas avérée suffisante pour réduire les risques pour la santé et l'environnement dans tout le pays et, dans le cadre du statu quo, les industries américaines dépassent généralement le rendement canadien. La mise en place d'une mesure fédérale démontrerait aux Canadiens et aux États-Unis que le Canada gère activement la qualité de son air, de sorte que le gouvernement fédéral serait en meilleure position pour discuter avec les États-Unis de nouvelles réductions des flux transfrontaliers de polluants atmosphériques.

b. Market-based instruments

Market-based instruments are one way to provide industry with the flexibility to choose the most cost-effective way to meet the proposed regulatory requirements. However, market mechanisms are not compatible with the fundamental objective of establishing a nationally consistent “emission floor.” For example, a tax on air pollutant emissions would have different effects in different regional contexts, as firms chose whether to pay the tax or invest in abatement equipment, and so no emissions floor could be guaranteed. Since the quantity of emissions reductions cannot be controlled with a tax, this instrument is better suited when an incentive to continually reduce emissions is sought. Similarly, a cap and trade program could lead to no reductions in air pollutant emissions in certain regions where industry elects to pay for permits rather than reduce emissions. Finally, the use of financial incentives or subsidies to industries would be inconsistent with the “polluter pays” principle.

c. Voluntary/alternative instrument approaches

Under certain conditions (e.g. positive history of cooperation, small and motivated regulatory community), voluntary instruments can be effective in achieving emission reductions while providing industry with maximum flexibility.

A Pollution Prevention Planning Notice (P2 Notice) and CEPA 1999 guidance instruments (such as codes of practice and environmental release guidelines) were considered as instruments for implementing the performance standards for engines, boilers and heaters, and cement facilities. These risk management tools can provide more flexibility to regulatees, and are being actively considered for other BLIERs. However, as a result of two key characteristics of the industrial sector/equipment types in the proposed Regulations, these instruments — which do not involve mandatory performance requirements — would not likely ensure that the relevant AQMS sectors would achieve the objective of reducing air pollutant emissions to establish the “emissions floor”:

- (1) *Large number of individual entities to be covered:* Implementing a large number of facility-specific agreements, such as P2 Notices or Performance Agreements (PAs), could introduce risks regarding inconsistencies in emissions performance across entities. Facility-specific instruments would also have higher administrative costs for government when compared to a regulatory approach. This is a key factor for engines and boilers and heaters.
- (2) *Significant variation in industry performance across provinces:* The current variation in performance is significant across businesses in a given sector, and it is considered unlikely that instruments which do not set a given performance level would ensure consistency across Canada. This is a key factor for engines, boilers and heaters and the cement sector.

b. Instruments axés sur le marché

Les instruments axés sur le marché représentent une façon de donner à l'industrie la possibilité de choisir le moyen le plus rentable de répondre aux exigences réglementaires proposées. Cependant, les mécanismes de marché ne sont pas compatibles avec l'objectif fondamental qui est d'établir un niveau de rendement de base uniforme à l'échelle nationale. Par exemple, une taxe sur les émissions de polluants atmosphériques pourrait avoir des effets différents dans divers contextes régionaux, selon que les entreprises choisissent de payer la taxe ou d'investir dans un équipement de réduction de la pollution, ce qui fait qu'aucun niveau de rendement de base ne pourrait être garanti. Dans la mesure où la réduction des émissions ne peut être contrôlée avec une taxe, cet instrument convient mieux en tant que mesure incitative pour réduire continuellement les émissions. De même, un système de plafonnement et d'échange pourrait ne conduire à aucune réduction des émissions de polluants atmosphériques dans certaines régions où l'industrie choisit de payer pour obtenir des permis plutôt que de réduire ses émissions. Enfin, le recours à des incitatifs financiers ou à des subventions octroyées aux industries serait incompatible avec le principe du « pollueur-payeur ».

c. Approches de l'instrument volontaire ou de rechange

Dans certains cas (par exemple une bonne coopération par le passé ou une petite collectivité réglementaire motivée), les instruments volontaires peuvent être efficaces dans la réduction des émissions tout en fournissant à l'industrie un maximum de souplesse.

Un avis de planification de la prévention de la pollution et des instruments d'orientation en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [comme des codes de pratique et des directives sur le rejet dans l'environnement] ont été considérés comme étant des instruments de mise en œuvre des normes de rendement pour les moteurs, les chaudières, les fours industriels et les cimenteries. Ces outils de gestion des risques sont à même de fournir plus de latitude aux parties réglementées et sont activement pris en considération pour d'autres EBEL. Toutefois, en raison de deux caractéristiques clés du secteur industriel et des types d'équipement couverts par le projet de règlement, ces instruments, qui ne concernent pas les exigences de rendement obligatoires, ne seraient vraisemblablement pas en mesure de garantir que les secteurs pertinents visés par le SGQA atteindraient l'objectif de réduction des émissions de polluants atmosphériques pour établir le niveau de rendement de base :

- (1) *Un grand nombre d'entités individuelles doivent être couvertes :* La mise en œuvre d'un grand nombre d'accords propres aux installations, comme des avis de prévention de la pollution ou des ententes sur la performance, pourrait présenter des risques d'incohérence en matière de niveau de rendement d'une entité à l'autre. Des instruments propres aux installations engendreraient également pour le gouvernement des coûts administratifs plus élevés qu'une approche réglementaire. Il s'agit là d'un facteur clé pour les moteurs, les chaudières et les fours industriels.
- (2) *Différences importantes concernant le rendement de l'industrie dans les diverses provinces :* Les différences actuelles en matière de rendement sont importantes d'une entreprise à l'autre d'un secteur donné, et il semble peu probable que des instruments qui n'établissent pas un niveau de rendement pré-établi puissent permettre d'assurer une uniformité dans tout le Canada. Il s'agit là d'un facteur clé pour les moteurs, les chaudières, les fours industriels et le secteur de la fabrication du ciment.

d. Facility-based approach

A facility-based approach provides for an emission obligation for an overall facility, rather than an obligation for each source within that facility. Some operators argue that it is an attractive approach in that it provides them with greater flexibility to prioritize investments to reduce emissions and is likely to result in lower cost to achieve the same emission reductions.

During discussions of the BLIERs working group on boilers and heaters, industry tabled a facility-based proposal. However, after initial discussions, industry withdrew the proposal without stating a reason. A facility-based approach is under consideration in the refineries sector, which could possibly include emissions from boilers and heaters in that sector (note that boilers and heaters in the refineries sector are not subject to the proposed Regulations at this time). For original engines, the fleet average option provides a similar degree of flexibility to a facility-based approach.

e. Regulatory approach under CEPA 1999

Poor air quality is a serious problem and poses an increasing risk for the health and well-being of Canadians and their environment. The Government of Canada announced its intention to regulate emissions from industrial sources in October 2006. A regulatory instrument under CEPA 1999 would

- include mandatory and enforceable air pollutant emission reduction targets;
- require that the common “emissions floor” would be achieved across the country; and
- enable industry to plan their investments with certainty.

During consultations, NGOs clearly indicated that they expect the federal government to require that air pollutant emissions from industrial sources be reduced.

For engines, an alternative regulatory approach was considered for manufacturers of engines. However, manufacturers have indicated that they are not able to ensure emissions levels from engines since the level of emissions is greatly affected by minor adjustments that can be made by the operator of the engine. As a result, the proposed Regulations are considered under Part 5, section 93 of CEPA 1999 where the quantity or concentration of toxic substances released may be regulated.

The recommended approach is to implement consolidated regulations under section 93 of CEPA 1999, respecting substances on the List of Toxic Substances. This would provide an efficient means of setting requirements, including common requirements such as record-keeping, while reducing administrative burden associated with individual regulations, particularly for those firms that would be subject to more than one set of performance standards. Regulations under CEPA 1999 would allow for potential equivalency agreements with interested provinces provided they have instruments that are enforceable by law, that are deemed to have equivalent outcomes to the federal instrument, and that have similar provisions for citizens to request investigations.

d. Approche fondée sur l'installation

Une approche fondée sur l'installation prévoit une obligation d'émissions pour l'ensemble d'une installation, plutôt qu'une obligation pour chaque source au sein de cette installation. Certains exploitants affirment qu'il s'agit d'une approche intéressante, car elle leur donne plus de souplesse pour établir l'ordre de priorité des investissements en vue de réduire les émissions et qu'elle est susceptible d'entraîner une réduction des coûts nécessaires pour atteindre les mêmes réductions d'émissions.

Au cours des discussions du groupe de travail sur les EBEI concernant les chaudières et les fours industriels, l'industrie a présenté une proposition fondée sur l'installation. Toutefois, après les discussions préliminaires, l'industrie a retiré sa proposition sans donner de raison. Une approche fondée sur l'installation est à l'étude dans le secteur des raffineries et pourrait inclure les émissions provenant des chaudières et des fours industriels dans ce secteur (il est à noter que les chaudières et les fours industriels du secteur des raffineries ne sont pas assujettis au projet de règlement à l'heure actuelle). Pour les moteurs originaux, l'approche de la moyenne du parc fournit un degré similaire de souplesse à une approche fondée sur l'installation.

e. Approche réglementaire en vertu de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)

La mauvaise qualité de l'air constitue un problème grave et pose un risque croissant pour la santé et le bien-être des Canadiens et de leur environnement. Le gouvernement du Canada a annoncé son intention de réglementer les émissions provenant de sources industrielles en octobre 2006. Un instrument réglementaire en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* pourrait :

- inclure des objectifs obligatoires et exécutoires en matière de réduction des émissions de polluants atmosphériques;
- imposer qu'un niveau de rendement de base uniforme soit respecté dans tout le pays;
- permettre à l'industrie de planifier ses investissements avec certitude.

Au cours des consultations, les ONG ont clairement indiqué qu'elles attendent du gouvernement fédéral qu'il impose une réduction des émissions de polluants atmosphériques provenant de sources industrielles.

En ce qui a trait aux moteurs, une autre approche réglementaire visant les fabricants de moteurs a été prise en considération. Cependant, les fabricants ont indiqué qu'ils ne sont pas en mesure de garantir les niveaux d'émissions des moteurs, car ceux-ci sont grandement affectés par des ajustements mineurs que peut effectuer l'exploitant du moteur. Par conséquent, le projet de règlement est étudié à la lumière de l'article 93 de la partie 5 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, en vertu duquel la quantité ou la concentration de substances toxiques rejetées peuvent être réglementées.

L'approche recommandée consiste à mettre en œuvre des règlements consolidés conformément à l'article 93 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* sur les substances figurant sur la Liste des substances toxiques. Cela fournirait un moyen efficace d'établir des exigences, y compris les exigences communes telles que la tenue de dossiers, tout en réduisant le fardeau administratif associé aux différents règlements, en particulier pour les entreprises qui seraient soumises à plus d'un ensemble de normes de rendement. Un règlement établi en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* permettrait la conclusion d'éventuels accords d'équivalence avec les provinces intéressées, à condition qu'elles aient des

instruments qui sont exécutoires en vertu de la loi, qui sont censés avoir des résultats jugés équivalents à l'instrument fédéral et qui ont des dispositions similaires pour que les citoyens puissent demander des enquêtes.

Benefits and costs

1. Summary

The proposed Regulations are estimated to result in an aggregate reduction of approximately 2 065 kt of NO_x and 96 kt of SO₂ over the 2013–2035 period. The net present value (NPV) of the proposed Regulations is estimated to be \$6.5 billion for engines, \$1.1 billion for boilers and heaters, and \$1.4 billion for cement.

The present value of the benefits of the proposed Regulations is estimated to be \$7.0 billion for engines, \$1.2 billion for boilers and heaters, and \$1.5 billion for cement. These benefits arise from avoided hospitalizations and emergency room visits, avoided asthma episodes, and avoided missed work and school days, as well as increased agricultural productivity, reduced soiling, and improved air visibility. The incremental health and environmental benefits for each set of performance standards were estimated separately, and so will not include any interactions with each other. This could lead to a conservative estimate of benefits due to the possibility that the air quality benefits of more than one performance standard in place at the same time could be greater than the sum of the benefits associated with each performance standard in isolation.

The present value of the costs of the proposed Regulations is estimated to be \$470 million for engines, \$50 million for boilers and heaters, and \$43 million for cement, largely due to the incremental costs of the required technologies. Due to the provision of flexible compliance options and differing requirements for new versus existing capital, virtually all capital investments involve “add-on” technologies or the purchase of lower-emitting models at the time of natural capital stock turnover, rather than early retirement of capital stock.

1a. Engines

The performance standards for engines are estimated to result in a reduction of approximately 1 775 kt of NO_x emissions between 2013 and 2035. The reduction of NO_x emissions is expected to come from (a) the reductions from modern engines; and (b) the reductions from retrofitting or replacing original engines. For original engines, emission reductions would be phased-in in two stages over 11 years; performance requirements would be established for the years 2021 (representing around 50% of original engines) and 2026 (100% of original engines). For modern engines, emission reductions would start in 2013,⁸ and continue as engines are replaced.

Due to a net reduction in fuel use associated with technologies that meet the proposed performance standards, a reduction of 3.4 Mt of GHG emissions is also estimated over the period. Between 2013 and 2035, the present value of costs of the performance standards for engines is \$470 million, largely comprised

Avantages et coûts

1. Résumé

Le projet de règlement devrait entraîner une réduction générale d'environ 2 065 kt de NO_x et de 96 kt de SO₂ au cours de la période de 2013 à 2035. La valeur actuelle nette du projet de règlement est estimée à 6,5 milliards de dollars pour les moteurs, à 1,1 milliard de dollars pour les chaudières et les fours industriels, et à 1,4 milliard de dollars pour les cimenteries.

La valeur actuelle des avantages du projet de règlement est estimée à 7 milliards de dollars pour les moteurs, à 1,2 milliard de dollars pour les chaudières et les fours industriels, et à 1,5 milliard de dollars pour les cimenteries. Ces avantages découlent d'une diminution du nombre d'hospitalisations et de visites en salle d'urgence, de crises d'asthme et d'absences au travail et à l'école, ainsi que d'une augmentation de la productivité agricole, d'une réduction des souillures et d'une amélioration de la visibilité de l'air. Les avantages différentiels en matière de santé et d'environnement pour chaque ensemble de normes de rendement ont été estimés séparément et ne comprennent donc pas d'interaction entre les uns et les autres. Cela pourrait se traduire par une estimation conservatrice des avantages, car il est possible que les avantages en matière de qualité de l'air associés à plus d'une norme de rendement en place au même moment soient supérieurs à la somme des avantages associés à chaque exigence de rendement prise individuellement.

La valeur actuelle des coûts du projet de règlement est estimée à 470 millions de dollars pour les moteurs, à 50 millions de dollars pour les chaudières et les fours industriels, et à 43 millions de dollars pour les cimenteries, et ce, en grande partie en raison des coûts différentiels des technologies nécessaires. En raison des options de conformité flexibles et des exigences différentes pour les nouvelles immobilisations et les immobilisations existantes, pratiquement toutes les dépenses en immobilisation concernent l'ajout de technologies antipollution ou l'achat de modèles à faibles émissions au moment de la rotation du capital naturel, plutôt que la retraite avancée du capital.

1a. Moteurs

Les normes de rendement pour les moteurs devraient entraîner une réduction d'environ 1 775 kt des émissions de NO_x entre 2013 et 2035. On s'attend à ce que cette réduction de NO_x provienne : a) de la réduction des émissions des moteurs modernes; b) de la réduction des émissions des moteurs originaux modernisés ou remplacés. En ce qui concerne les moteurs originaux, les réductions des émissions devraient avoir lieu en deux phases sur une période de 11 ans. Les exigences de rendement devraient être établies pour les années 2021 (ce qui représente environ 50 % des moteurs originaux) et 2026 (soit la totalité des moteurs originaux). Pour ce qui est des moteurs modernes, les réductions des émissions commenceraient en 2013⁸ et continueraient à mesure que les moteurs seraient remplacés.

Grâce à une réduction nette de la consommation de carburant associée à des technologies qui répondent aux normes de rendement proposées, une réduction de 3,4 Mt des émissions de gaz à effet de serre est également prévue pour la période. Entre 2013 et 2035, la valeur actuelle des coûts des normes de rendement pour

⁸ For the few engines that will be replaced at the end of their equipment life in 2013, it is assumed that operators would install equipment compliant with the proposed Regulations.

⁸ En ce qui a trait aux quelques moteurs qui seront remplacés à la fin de leur durée de vie en 2013, on suppose que les exploitants installeront un équipement conforme au projet de règlement.

of engine technology costs (\$204 million), and maintenance costs (\$189 million). The present value of the benefits is \$7.0 billion, comprised of environmental benefits (\$245 million), health benefits (\$6.5 billion), GHG reduction benefits (\$77 million), and net fuel expenditure savings (\$152 million).

Overall, the net present value of the proposed performance standards is estimated at \$6.5 billion, which translates to a benefit-cost ratio of 15:1.

Ib. Boilers and heaters

The performance standards for boilers and heaters would result in a reduction of approximately 227 kt of NO_x emissions between 2013 and 2035. The reduction of NO_x emissions is expected to result from modern equipment constructed and operated after 2014 and from the replacement of the original fleet of equipment operated after 2014. For the original population of boilers and heaters, emission reductions would be phased-in in two stages. The first stage performance requirements would focus on the heaviest polluting boilers (Class 80), and would require compliance by 2026. The second stage would focus on moderately polluting boilers (Class 70) and would require compliance by 2036. Modern boilers would need to be compliant with performance standards starting in 2015.

Between 2013 and 2035, the present value of the cost of the proposed Regulations is estimated at \$50 million, largely due to the additional boiler and heater technology requirements. The present value of the benefits between 2013 and 2035 are estimated at \$1.2 billion, which are largely comprised of health benefits (\$1.1 billion) and environmental benefits (\$29 million).

Overall, the net present value of the proposed Regulations is estimated at \$1.13 billion, which translates to a benefit-cost ratio of 24:1.

Ic. Cement

The proposed Regulations are estimated to result in a reduction of 96 kt of SO₂ and 63 kt of NO_x over the 2017 to 2035 period. The reduction of NO_x and SO₂ emissions is expected to result from the addition of emissions reductions technologies that can be added onto existing infrastructure. These reductions are expected to result in a present value of \$1.5 billion in benefits over this period. The comparable costs to achieve these benefits are expected to be \$43 million.

Overall, the net present value of the proposed performance standard is estimated at \$1.4 billion, which translates to a benefit-cost ratio of 34:1.

2. Analytical framework

In the cost-benefit analysis (CBA), the incremental costs and benefits associated with proposed Regulations are quantified and monetized, to the extent possible.

In order to show the incremental impact of the performance standards specific to each sector/equipment group, a distinct CBA was conducted for each set of performance standards (i.e. a distinct analysis of costs and benefits for engines, boilers and heaters, and cement). Elements of the overall CBA framework that are common across sector/equipment groups are discussed in sections 2 and 3.

les moteurs est estimée à 470 millions de dollars, dont une grande partie concerne les coûts liés à la technologie des moteurs (204 millions de dollars) et les coûts de maintenance (189 millions de dollars). La valeur actuelle des avantages est de 7 milliards de dollars, ce qui comprend les avantages pour l'environnement (245 millions de dollars) et la santé (6,5 milliards de dollars), les avantages liés à la réduction des gaz à effet de serre (77 millions de dollars) et les économies de dépenses nettes en carburant (152 millions de dollars).

Dans l'ensemble, la valeur actuelle nette des normes de rendement proposées est estimée à 6,5 milliards de dollars, ce qui donne lieu à un rapport avantages-coûts de 15 pour 1.

Ib. Chaudières et fours industriels

Les normes de rendement pour les chaudières et les fours industriels se traduiraient par une réduction d'environ 227 kt des émissions de NO_x entre 2013 et 2035. Cette réduction devrait être réalisable grâce aux équipements modernes construits et exploités à partir de 2014 et au remplacement du parc initial d'équipement utilisé après 2014. En ce qui concerne les chaudières et les fours industriels originaux, les réductions des émissions devraient avoir lieu en deux phases. Les exigences de rendement de la première phase porteraient sur les chaudières les plus polluantes (classe 80) et devraient être respectées d'ici 2026. Les exigences de la deuxième phase porteraient, quant à elles, sur les chaudières modérément polluantes (classe 70) et devraient être respectées d'ici 2036. Les chaudières modernes devraient être conformes aux normes de rendement à partir de 2015.

Entre 2013 et 2035, la valeur actuelle du coût du projet de règlement est estimée à 50 millions de dollars, et ce, principalement en raison des exigences supplémentaires relatives à la technologie des chaudières et des fours industriels. La valeur actuelle des avantages entre 2013 et 2035 est estimée à 1,2 milliard de dollars, ce qui comprend en grande partie les bénéfices pour la santé (1,1 milliard de dollars), et les avantages pour l'environnement (29 millions de dollars).

Dans l'ensemble, la valeur actuelle nette du projet de règlement est estimée à 1,13 milliard de dollars, ce qui donne lieu à un rapport avantages-coûts de 24 pour 1.

Ic. Cimenteries

Le projet de règlement devrait entraîner une réduction de 96 kt des émissions de SO₂ et de 63 kt des émissions de NO_x au cours de la période de 2017 à 2035. On s'attend à ce que la réduction des émissions NO_x et de SO₂ résulte de l'ajout de technologies de réduction des émissions dans des infrastructures existantes. Ces réductions devraient se traduire par une valeur actuelle de 1,5 milliard de dollars d'avantages au cours de cette période. Les coûts comparables nécessaires pour obtenir ces avantages devraient être de 43 millions de dollars.

Dans l'ensemble, la valeur actuelle nette de la norme de rendement proposée est estimée à 1,4 milliard de dollars, ce qui donne lieu à un rapport bénéfice-coût de 34 pour 1.

2. Cadre analytique

Dans l'analyse coûts-avantages, les coûts différentiels et les avantages associés au projet de règlement sont quantifiés et exprimés en termes monétaires, dans la mesure du possible.

Afin de démontrer l'impact différentiel des normes de rendement sur chaque secteur ou groupe d'équipement, une analyse coûts-avantages distincte a été effectuée pour chaque ensemble de normes de rendement (soit une analyse distincte des coûts et des avantages pour les moteurs, les chaudières et les fours industriels, et les cimenteries). Les éléments du cadre général de l'analyse coûts-avantages qui sont communs à l'ensemble des secteurs et des groupes d'équipement sont traités dans les sections 2 et 3.

It is important to note that the incremental health and environmental benefits for each set of performance standards will not include any interactions with the others. This could lead to a conservative estimate of benefits due to the possibility that the air quality benefits of more than one performance standard in place at the same time could be greater than the sum of the benefits associated with each performance standard in isolation. As a result, the benefits associated with each performance standard should not be added together in an effort to show the combined benefit of the proposed Regulations.

A consistent CBA framework is used for each set of performance standards, and consists of the following elements:

Incremental impact: Impacts are analyzed in terms of incremental changes in emissions, and direct costs and benefits to stakeholders. The incremental impacts for each set of performance standards were determined by comparing two scenarios: a regulatory scenario and a common business as usual (BAU) scenario.

Business as usual scenario: The BAU scenario assumes that no regulatory requirements associated with any federal performance standards for engines, boiler and heaters, or cement are in place. Equally, the BAU scenario does not include any subsequent BLIERs. The BAU scenario incorporates all existing provincial/territorial regulations, as well as introduced legislation. The same BAU scenario is used in the analysis of each performance standard (i.e. is common across CBAs).

Regulatory scenarios: For each set of performance standards, these scenarios assume that a given set of performance standards is implemented.

Table 5 below lays out the elements of the CBA framework applicable to each sector/equipment group.

Table 5: Monetized benefits and costs

Monetized benefits	Monetized costs
Health benefits from air pollutant reductions	Incremental capital costs
Environmental benefits from air pollutant reductions	Incremental operating and maintenance costs
GHG benefits (where applicable)	Incremental administrative costs for businesses
Net fuel savings (where applicable)	Incremental government costs

Further specific detail on the BAU and each regulatory scenario are presented in sections 4, 5 and 6 below.

Timeframe for analysis: The time horizon used for evaluating the impacts is 23 years: 2013 to 2035. The first regulatory requirement comes into force in 2015, but some early action is expected as regulatees make decisions in line with natural capital turn-over cycles. Since certain capital investments incurred prior to 2035 will give rise to annual health and environmental benefits that extend beyond 2035, which are therefore not captured in this analysis, the estimation of benefits should be considered conservative.

Approach to cost and benefit estimates: Incremental costs and benefits have been quantified to the extent possible, estimated in monetary terms, and are expressed in 2012 Canadian dollars.

Il est important de noter que les avantages différentiels pour la santé et l'environnement associés à chaque ensemble de normes de rendement ne comprendront aucune interaction entre les ensembles de normes. Cela pourrait se traduire par une estimation conservatrice des avantages, car il est possible que les avantages en matière de qualité de l'air associés à plus d'une norme de rendement en place au même moment soient supérieurs à la somme des avantages associés à chaque exigence de rendement prise individuellement. Ainsi, les avantages associés à chaque norme de rendement ne doivent pas être additionnés dans un effort visant à démontrer l'avantage combiné du projet de règlement.

Un cadre uniforme de l'analyse coûts-avantages est utilisé pour chaque ensemble de normes de rendement et comprend les éléments suivants :

Impact différentiel : Les impacts sont analysés en termes de changements différentiels dans les émissions, ainsi que de coûts et d'avantages directs pour les intervenants. Les impacts différentiels pour chaque ensemble de normes de rendement ont été déterminés en comparant deux scénarios : un scénario réglementaire et un scénario commun de maintien du statu quo.

Scénario de maintien du statu quo : Le scénario de maintien du statu quo suppose qu'aucune des exigences réglementaires associées à des normes de rendement fédérales pour les moteurs, les chaudières et les fours industriels ou les cimenteries n'est en place. De même, le scénario de maintien du statu quo n'inclut pas les exigences EBEI ultérieures. Ce scénario tient compte de tous les règlements provinciaux et territoriaux existants, ainsi que de la législation en place. Le même scénario de maintien du statu quo est utilisé dans l'analyse de chaque norme de rendement (c'est-à-dire, qu'il est commun à toutes les analyses coûts-avantages).

Scénarios réglementaires : Pour chaque ensemble de normes de rendement, ces scénarios partent du principe qu'un ensemble donné de normes de rendement est mis en œuvre.

Le tableau 5 ci-dessous présente les éléments du cadre de l'analyse coûts-avantages applicable à chaque secteur et groupe d'équipement.

Tableau 5 : Avantages et coûts financiers

Avantages monétaires	Coûts monétaires
Avantages pour la santé dus aux réductions des polluants atmosphériques	Coûts d'immobilisation différentiels
Avantages pour l'environnement dus aux réductions des polluants atmosphériques	Coûts différentiels de fonctionnement et d'entretien
Avantages concernant les gaz à effet de serre (le cas échéant)	Coûts administratifs différentiels pour les entreprises
Économies nettes de carburants (le cas échéant)	Coûts gouvernementaux différentiels

De plus amples détails sur le scénario de maintien du statu quo et chaque scénario réglementaire sont présentés dans les sections 4, 5 et 6 ci-dessous.

Période de l'analyse : L'horizon utilisé pour évaluer les impacts est de 23 ans, soit de 2013 à 2035. La première exigence réglementaire entrera en vigueur en 2015, mais une mesure précoce est prévue à mesure que les parties réglementées prennent des décisions en accord avec les cycles naturels de roulement des immobilisations. Dans la mesure où certaines dépenses en immobilisation qui seront effectuées avant 2035 donneront lieu à des avantages annuels pour la santé et l'environnement qui iront au-delà de 2035, et qui ne sont donc pas répertoriés dans cette analyse, l'estimation des avantages doit être examinée avec prudence.

Discount rate: A real, social discount rate of 3% is used in the analysis for estimating the present value of the costs and benefits, consistent with Treasury Board Secretariat guidelines. This is also consistent with discount rates used for other air quality and greenhouse gas related to the proposed Regulations in Canada. All values are discounted to the year 2013.

3. Modelling and valuing impacts

Different models were used to estimate changes in emissions, and costs and benefits.

3.1 Emissions and economic impact modelling

3.1.1 Energy, Environment and Economic Model for Canada (E3MC)

Air pollutant projections for the years 2011 to 2035 are developed using Environment Canada's Energy, Environment and Economic Model for Canada (E3MC). This model has the ability to capture the interactions that exist within the economy and is capable of analyzing the wider impacts of environmental policies, such as the proposed performance standards, in terms of how the policies will affect the economy, energy prices, emissions, and other macroeconomic indicators.

The E3MC has two components: Energy 2020, which models Canada's energy supply and demand, and The Informetrica Model (TIM), a macroeconomic model of the Canadian economy.

Energy 2020, which includes many regions and sectors of the North American economy,⁹ has the capacity to simulate the supply, price and demand for all fuels. The model can determine energy output and prices for each sector, both in regulated and unregulated markets. It simulates how such factors as energy prices and government measures affect the choices that consumers and businesses make when they buy and use energy. The model's outputs include changes in energy use, energy prices, greenhouse gas emissions, air pollutants, investment costs and possible cost savings, which are used to identify the direct effects stemming from greenhouse gas, energy or air pollutant reduction measures. The resulting cost savings and investments from Energy 2020 are then used as inputs into TIM.

The Informetrica Model is used to examine consumption, investment, production, and trade decisions in the whole economy. It captures the interaction, from a national perspective, 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. More specifically, TIM incorporates gross domestic product, gross output and employment for 133 industries at a provincial and territorial level. It also has an international component to account for exports and imports, covering about 100 commodities. The model 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 clean air and climate change policy and related impacts on the national economy.

⁹ The E3MC includes 50 American states, 10 Canadian provinces, 3 Canadian territories and Mexico's energy producing sector.

Approche de l'estimation des coûts et des avantages : Les coûts différentiels et les avantages ont été quantifiés dans la mesure du possible, estimés en termes monétaires et exprimés en dollars canadiens de 2012.

Taux d'actualisation : Un taux d'actualisation public réel de 3 % a été utilisé dans l'analyse pour estimer la valeur actuelle des coûts et des avantages, conformément aux lignes directrices du Secrétariat du Conseil du Trésor. Cette méthode est également conforme aux taux d'actualisation utilisés pour d'autres projets de règlement connexes relatifs à la qualité de l'air et aux gaz à effet de serre au Canada. Toutes les valeurs sont actualisées pour 2013.

3. Modélisation et évaluation des impacts

Différents modèles ont été utilisés pour estimer les changements dans les émissions, ainsi que les coûts et les avantages.

3.1 Modélisation des émissions et de l'impact économique

3.1.1 Modèle énergie-émissions-économie du Canada (modèle 3EC)

Les projections concernant les polluants atmosphériques pour la période de 2011 à 2035 sont obtenues grâce au modèle énergie-émissions-économie du Canada (modèle 3EC). Ce modèle peut saisir les interactions qui existent au sein de l'économie et analyser les impacts à plus grande échelle des politiques environnementales, comme les normes de rendement proposées, et ce, en tenant compte de la façon dont les politiques auront une incidence sur l'économie, les prix de l'énergie, les émissions et d'autres indicateurs macroéconomiques.

Le modèle 3EC regroupe deux composantes : Énergie 2020, qui modélise l'offre et la demande en énergie au Canada, et le modèle Informetrica, qui est un modèle macroéconomique de l'économie canadienne.

Énergie 2020, qui comprend beaucoup de régions et de secteurs de l'économie nord-américaine⁹, peut simuler l'offre, le prix et la demande pour tous les combustibles. Le modèle peut déterminer l'extrait énergétique et les prix de l'énergie pour chaque secteur, tant sur les marchés réglementés que sur les autres marchés. Il simule la manière dont des facteurs tels que les prix de l'énergie et les mesures gouvernementales peuvent influencer sur les choix des consommateurs et des entreprises en matière d'achat et d'utilisation d'énergie. Les résultats du modèle incluent les changements dans l'utilisation de l'énergie, les prix de l'énergie, les émissions de gaz à effet de serre, les polluants atmosphériques, les coûts d'investissement et les éventuelles économies, qui servent à déterminer les effets directs découlant des mesures de réduction des gaz à effet de serre, de l'énergie et des polluants atmosphériques. Les économies et les investissements provenant d'Énergie 2020 sont ensuite utilisés comme intrants dans le modèle Informetrica.

Le modèle Informetrica sert à examiner la consommation, les investissements, la production et les décisions commerciales dans toute l'économie. Il saisit l'interaction, d'un point de vue national, entre les industries, ainsi que les répercussions sur les changements des prix à la production, des prix finaux relatifs et des revenus. Il tient également compte de l'équilibre fiscal du gouvernement, des flux monétaires, des taux d'intérêt et des taux de change. Plus précisément, le modèle Informetrica comprend le produit intérieur brut, la production brute et l'emploi pour 133 industries au niveau provincial et territorial. Il contient aussi un composant international qui tient compte des exportations et des importations, couvrant près de 100 produits. Ce modèle projette les impacts directs sur la demande finale de l'économie, les résultats, l'emploi, la formation des prix et les revenus sectoriels qui résultent de divers choix de politiques. Ces éléments

⁹ Le modèle 3EC concerne 50 États américains, 10 provinces et 3 territoires au Canada, ainsi que le secteur de la production énergétique du Mexique.

The E3MC develops air pollutant emissions projections using an approach based on market economics to analyze trends in energy use. For each fuel and consuming sector, the model balances energy supply and demand accounting for economic competition among the various energy sources. The model generates an annual emissions projection and can then assess policy options by examining the changes in key parameters relevant to the BAU scenario within the modelling framework.

3.1.2 Key assumptions and data sources in the E3MC

Economic assumptions in the E3MC are based on the Government of Canada's short-term economic outlook as forecast by Finance Canada in 2012. Long-term economic projections were developed using TIM and are tuned to productivity growth projections and Statistics Canada's 2010 population growth projections. With respect to major energy supply project assumptions, for this analysis, forecasts of major energy supply projects are based on the National Energy Board's fall 2011 outlook.

The projections also incorporate data from the National Inventory Report (1990–2010: *Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada*),¹⁰ the National Energy Board, and the U.S. Energy Information Administration for the latest information on key parameters.

3.2 Air quality modelling

The E3MC-modelled air pollutant emissions for the BAU and regulatory scenarios are translated into projected emissions inventories of detailed point, area and mobile sources matching the E3MC outputs. Subsequently, these spatially allocated emission reductions are inputted into A Unified Regional Air-Quality Modelling System (AURAMS) to predict how the emission changes will affect local air quality.¹¹ AURAMS is a fully three-dimensional state-of-the-art numerical model described in peer-reviewed scientific literature.¹² AURAMS combines information on predicted emission changes with information on wind speed, temperatures, humidity levels, and existing pollution levels, in order to predict how these emissions changes will impact local air quality.¹³ The meteorological data used for all modelled scenarios is generated by Environment Canada's weather forecast model.

permettent à leur tour de faire une estimation de l'effet de la politique relative aux polluants de l'air et aux changements climatiques et des impacts connexes sur l'économie nationale.

Le modèle 3EC permet d'élaborer des projections concernant les émissions de polluants atmosphériques à l'aide d'une approche fondée sur l'économie de marché afin d'analyser les tendances dans la consommation d'énergie. Pour chaque type de combustible et chaque secteur de consommation, le modèle fait le bilan de l'offre et de la demande d'énergie en tenant compte de la concurrence économique entre les diverses sources d'énergie. Le modèle génère une projection concernant les émissions annuelles et peut ensuite évaluer les options stratégiques en examinant les changements dans les paramètres clés pertinents au scénario de maintien du statu quo dans le cadre de la modélisation.

3.1.2 Hypothèses clés et sources de données dans le modèle 3EC

Les hypothèses économiques du modèle 3EC sont fondées sur les perspectives économiques à court terme du gouvernement du Canada, comme prévu par Finances Canada en 2012. Les projections économiques à long terme ont été obtenues au moyen du modèle Informetrica, ainsi qu'à la lumière des projections de croissance de la productivité et des projections de croissance de la population pour 2010 de Statistique Canada. Dans le cadre de cette analyse, en ce qui concerne les hypothèses liées aux grands projets en matière d'énergie, les prévisions concernant ces grands projets sont fondées sur les perspectives de l'Office national de l'énergie à l'automne 2011.

Les prévisions intègrent également les données du Rapport d'inventaire national (1990-2010 : *Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada*)¹⁰, de l'Office national de l'énergie et de l'Energy Information Administration des États-Unis pour les derniers renseignements sur les paramètres clés.

3.2 Modélisation de la qualité de l'air

Les émissions de polluants atmosphériques comprises dans le modèle 3EC pour le scénario de maintien du statu quo et les scénarios réglementaires sont traduites en inventaires d'émissions prévus avec des points détaillés, la surface et les sources mobiles correspondant aux résultats du modèle 3EC. Ainsi, ces réductions d'émissions réparties spatialement sont entrées dans un Système régional unifié de modélisation de la qualité de l'air pour prédire la façon dont les changements en matière d'émissions auront une incidence sur la qualité de l'air à l'échelle locale¹¹. Ce système est un modèle numérique de pointe entièrement tridimensionnelle qui est décrit dans la documentation scientifique revue par les pairs¹². Le système combine des renseignements sur les changements prévus en matière d'émissions avec des renseignements sur la vitesse du vent, les températures, les taux d'humidité et les niveaux de pollution existants, afin de prédire la façon dont ces changements auront un impact sur la qualité de l'air à l'échelle locale¹³. Les données météorologiques utilisées pour tous les scénarios modélisés sont générées par le modèle de prévision météorologique d'Environnement Canada.

¹⁰ Due to time constraints, this analysis does not incorporate the latest statistics from the 2013 National Inventory Report. However, these numbers will be incorporated for publication in the *Canada Gazette*, Part II.

¹¹ AURAMS was developed and is continually updated by Environment Canada scientists. AURAMS is currently used by Environment Canada for various applications related to air pollution in North America. The model is intended to describe the formation of tropospheric ozone, particulate matter, and acid deposition in North America in support of policy and decision making.

¹² See Gong et al., 2006; McKeen et al., 2007; Samaali et al., 2009; Smyth et al., 2009.

¹³ The relationship between air pollutant emissions and ambient air quality is extremely complicated and non-linear. This is particularly true for the formation of ground-level ozone, through the interaction of NO_x and VOCs.

¹⁰ En raison de contraintes de temps, cette analyse ne tient pas compte des dernières statistiques du Rapport d'inventaire national de 2013. Toutefois, ces données seront incorporées dans la publication de la Partie II de la *Gazette du Canada*.

¹¹ Le Système régional unifié de modélisation de la qualité de l'air a été élaboré et est continuellement mis à jour par les scientifiques d'Environnement Canada. Ce système est actuellement utilisé par Environnement Canada pour diverses applications liées à la pollution atmosphérique en Amérique du Nord. Le modèle a pour objectif de décrire la formation de l'ozone troposphérique, les matières particulaires, et les dépôts acides en Amérique du Nord en vue de soutenir l'élaboration de politiques et la prise de décisions.

¹² Voir Gong et al., 2006; McKeen et al., 2007; Samaali et al., 2009; Smyth et al., 2009.

¹³ La relation entre les émissions de polluants atmosphériques et la qualité de l'air ambiant est très complexe et non linéaire. Cela est particulièrement vrai pour la formation de l'ozone troposphérique, par l'intermédiaire de l'interaction des oxydes d'azote et des composés organiques volatils.

The AURAMS' air quality modelling system was run for two reference years (2025 and 2035) for the engines, boilers and heaters, and cement regulatory scenarios and for the common BAU scenario (i.e. eight different projections).

3.3 Environmental valuation modelling

Using the resulting ambient air quality impacts from AURAMS, environmental benefits are estimated using Environment Canada's Air Quality Valuation Model 2 (AQVM2).

The environmental benefits estimated by AQVM2 include

- increased agricultural productivity associated with lower ambient levels of ozone (changes in sales revenues for Canadian crops producers, based on exposure-response functions);
- reduced soiling associated with lower particulate deposition (avoided cleaning costs for households); and
- changes in welfare associated with visibility improvement (based on household willingness-to-pay estimates from a Canadian study).

Overall, particulate matter and ozone negatively impact upon vegetation, soils, water, wildlife, materials, as well as overall ecosystem health. As chronic exposure to ozone may result in crop yield losses, physiological degradation of vegetation, reduced timber growth, and premature livestock mortalities and illnesses, reducing these pollutants can reduce associated economic costs for the agri-food and forestry industries. In addition, the degraded visibility associated with particulate suspension and smog may negatively affect residential welfare, tourism and the enjoyment of outdoor recreational activities. Particulate deposition is also associated with soiling and structural damages, which may lead to higher cleaning and maintenance costs for residential dwellings, commercial buildings and industrial facilities.

In order to estimate the benefits for all of the years between 2013 and 2035, interpolation and extrapolation techniques were used. The precise techniques varied according to the emission trends relevant to each BLIER, and are discussed in more detail in sections 4, 5, and 6, respectively.

3.4 Health valuation modelling

Using the ambient air quality impacts from AURAMS, the resulting health risks and impacts are estimated by Health Canada using the Air Quality Benefits Assessment Tool (AQBAT).¹⁴

Le système de modélisation de la qualité de l'air du Système régional unifié de modélisation de la qualité de l'air a été exécuté pendant deux années de référence (2025 et 2035) pour les moteurs, les chaudières et les fours industriels, ainsi que pour les scénarios réglementaires relatifs aux cimenteries et le scénario commun de maintien du statu quo (soit huit projections différentes).

3.3 Modélisation de l'évaluation environnementale

À l'aide des impacts sur la qualité de l'air ambiant générés par le Système régional unifié de modélisation de la qualité de l'air, les avantages environnementaux sont estimés au moyen du modèle d'évaluation de la qualité de l'air 2 (MEQA2).

Les avantages environnementaux estimés par MEQA2 comprennent :

- une productivité agricole accrue associée à des niveaux ambiants d'ozone moins élevés (changements des revenus de vente pour les producteurs canadiens de cultures agricoles, selon les fonctions exposition-réponse);
- une réduction des souillures associée aux dépôts moins élevés de matière particulaire (coûts de nettoyage évités pour les ménages);
- des changements dans le bien-être liés à l'amélioration de la visibilité (selon les estimations relatives à la volonté de payer des ménages issues d'une étude canadienne).

Dans l'ensemble, les matières particulaires et l'ozone ont un impact négatif sur la végétation, les sols, l'eau, la faune, les matériaux, ainsi que la santé générale de l'écosystème. Comme l'exposition chronique à l'ozone peut entraîner des pertes de rendement des cultures agricoles, la dégradation physiologique de la végétation, une diminution de la croissance du bois, ainsi qu'une mortalité et des maladies prématurées pour le bétail, la réduction de ces polluants peut aider à diminuer les coûts économiques connexes pour les industries agroalimentaires et forestières. Par ailleurs, la dégradation de la visibilité associée aux matières particulaires en suspension et au smog peut affecter négativement le bien-être des résidents, le tourisme et le plaisir de faire des activités récréatives de plein air. Le dépôt de matières particulaires est également associé à des souillures et à des dommages structurels, ce qui peut entraîner une hausse des coûts de nettoyage et d'entretien des logements résidentiels, des immeubles commerciaux et des installations industrielles.

Afin d'estimer les avantages pour toutes les années entre 2013 et 2035, des techniques d'interpolation et d'extrapolation ont été utilisées. Les techniques précises variaient en fonction des tendances des émissions propres à chaque exigence EBEI et sont traitées plus en détail dans les sections 4, 5 et 6, respectivement.

3.4 Modélisation de l'évaluation de la santé

À l'aide des impacts sur la qualité de l'air ambiant générés par le Système régional unifié de modélisation de la qualité de l'air, Santé Canada peut faire une estimation des risques et des impacts

¹⁴ The AQBAT model contains functions representing the relationship between air pollution exposure, and per capita health risks. The model also contains estimates of the social welfare benefit (or socio-economic value) of reducing the risks of different health outcomes. Using the estimated changes in ambient air quality under the Regulations, AQBAT estimated how the per capita risk of health problems would be reduced. Changes in per capita health risks are then multiplied by the appropriate socio-economic value to estimate the benefit of the per capita risk reductions. Both the reduction in per capita risks and the estimated per capita welfare benefits are then multiplied by the exposed population to determine the estimated number of avoided health events and the total economic value of the health benefits, for each census division in Canada. These are then aggregated by census division to calculate provincial and national health impacts and benefits.

The human health impacts estimated by AQBAT include

- avoided premature mortalities (based on the value of a statistical life and the reduction in the per capita risk of death);
- avoided emergency room visits and hospitalization;
- avoided asthma episodes; and
- avoided days of breathing difficulty and reduced activity.

Overall, air pollution ultimately contributes to premature mortality and a number of health-related problems, such as cardiovascular ailments and respiratory diseases, yielding negative impacts such as emergency room visits, hospital admissions, lost productivity and decreased well-being. Controlling releases of NO_x and SO₂ in application of the proposed Regulations is expected to lead to a decrease in ambient air concentrations of particulate matter and ozone. The human health benefits associated with the NO_x and SO₂ emissions reductions are estimated based on changes in ambient concentrations of these pollutants and the secondary formation of particulate matter and ozone as determined by photochemical air quality and exposure modelling, as discussed above.

As mentioned above, the precise interpolation and extrapolation techniques used varied according to the emission trends relevant to each sector/equipment group, and are discussed in more detail in sections 4, 5, and 6 respectively.

3.5 Social cost of carbon

The estimated value of damages avoided through GHG reductions is based on the climate change damages avoided at the global level. These damages are usually referred to as the social cost of carbon (SCC). The SCC is used in the modelling of the cost-benefit analysis of environmental regulations to quantify the economic impacts of incremental changes in GHG emissions. It represents an estimate of the economic value of avoided climate change damages at the global level for current and future generations as a result of reducing GHG emissions. The calculations of the SCC are independent of the method used to reduce emissions.

Estimates of the SCC between and within countries vary due to challenges in predicting future emissions, damages, and determining the appropriate weight to place on future costs relative to near-term costs (discount rate). The United States also use SCC values in the cost-benefit analysis of regulations. The values used

sur la santé résultants au moyen de l'Outil pour évaluer les avantages d'une meilleure qualité de l'air¹⁴.

Les impacts sur la santé humaine estimés par l'Outil pour évaluer les avantages d'une meilleure qualité de l'air comprennent :

- les décès prématurés évités (selon la valeur d'une vie statistique et la réduction du risque de décès par habitant);
- les visites en salle d'urgence et les hospitalisations évitées;
- les crises d'asthme évitées;
- les jours de difficulté respiratoire et d'activité réduite évités.

Dans l'ensemble, la pollution atmosphérique contribue en fin de compte à une mortalité prématurée et à un certain nombre de problèmes liés à la santé, comme les maladies cardiovasculaires et respiratoires, produisant ainsi des effets négatifs tels que des visites en salle d'urgence, des hospitalisations, une perte de productivité et une diminution du bien-être. Grâce au projet de règlement, le contrôle des rejets de NO_x et de SO₂ devrait entraîner une diminution des concentrations de matières particulaires et d'ozone dans l'air ambiant. Les avantages pour la santé humaine associés à la réduction des émissions de NO_x et de SO₂ sont estimés en fonction des changements dans les concentrations ambiantes de ces polluants et de la formation secondaire de matières particulaires et de l'ozone, tel qu'il est déterminé par le modèle relatif à la qualité de l'air photochimique et à l'exposition, comme il est indiqué ci-dessus.

Comme nous l'avons vu précédemment, les techniques précises d'interpolation et d'extrapolation utilisées varient selon les tendances des émissions propres à chaque secteur ou groupe d'équipement et sont traitées plus en détail dans les sections 4, 5 et 6, respectivement.

3.5 Coût social du carbone

La valeur estimée des dommages évités par la réduction des gaz à effet de serre se fonde sur l'évitement des dommages relatifs aux changements climatiques à l'échelle mondiale. Ces dommages sont habituellement appelés coût social du carbone (CSC). Le CSC est utilisé dans la modélisation de l'analyse coûts-avantages de la réglementation environnementale pour quantifier les impacts économiques des changements différentiels sur les émissions de gaz à effet de serre. Il s'agit d'une estimation de la valeur économique de l'évitement des dommages relatifs aux changements climatiques à l'échelle mondiale pour les générations actuelles et futures résultant de la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il n'y a aucune relation entre les calculs du CSC et la méthode utilisée pour réduire les émissions.

Les estimations du CSC varient d'un pays à l'autre et au sein de ceux-ci en raison de défis liés à la prévision des émissions futures et des dommages, ainsi qu'à la détermination de l'emphase pertinente à placer sur les coûts futurs par rapport aux coûts à court terme (taux d'actualisation). Les États-Unis utilisent

¹⁴ Le modèle de l'Outil pour évaluer les avantages d'une meilleure qualité de l'air comprend des fonctions qui représentent la relation entre l'exposition à la pollution atmosphérique et les risques pour la santé par habitant. Ce modèle contient également des estimations des avantages pour le bien-être social (ou la valeur socioéconomique) liés à la réduction des risques de différents résultats pour la santé. À partir des changements estimés concernant la qualité de l'air ambiant dans le cadre du Règlement, l'Outil pour évaluer les avantages d'une meilleure qualité de l'air a estimé la façon dont les risques de problèmes de santé par habitant pourraient être réduits. Les changements dans les risques pour la santé par habitant ont ensuite été multipliés par la valeur socioéconomique appropriée en vue d'estimer les avantages de la réduction des risques par habitant. La réduction des risques par habitant ainsi que l'estimation des avantages pour le bien-être par habitant ont ensuite été multipliées par la population exposée pour déterminer le nombre d'événements liés à la santé évités et la valeur économique totale des avantages pour la santé, et ce, pour chaque division de recensement au Canada. Ces estimations ont ensuite été rassemblées par la division de recensement pour déterminer les répercussions et les avantages pour la santé à l'échelle provinciale et nationale.

by Environment Canada are similar to two of the values used in the United States and are based on the work of the U.S. Interagency Working Group on the Social Cost of Carbon.

Social cost of carbon values used in this assessment draw on ongoing work by Environment Canada¹⁵ in collaboration with a federal interdepartmental working group and in consultation with a number of external academic experts. This work involves reviewing existing literature and other countries' approaches to valuing GHG emissions. Recommendations based on current literature, in line with the approach adopted by the U.S. Interagency Working Group on the Social Cost of Carbon in 2010,¹⁶ are that it is reasonable to estimate a central set of SCC values starting at CAN\$29.06/tonne of CO₂ in 2013.¹⁷ Environment Canada's review also concludes that a higher-bound value starting at \$115.18/tonne in 2013 should also be considered¹⁸ in the cost-benefit analysis to reflect right-skewed probability distributions (i.e. 95th percentile value) of the SCC.¹⁹ Use of the higher value reflects consideration of low probability, high-cost climate damage scenarios. A value of \$115.18 per tonne does not, however, reflect the extreme end of SCC estimates, as some studies have produced values exceeding \$1 000 per tonne of carbon emitted. Social cost of carbon values increase over time to reflect the increasing marginal damages of climate change as projected GHG concentrations increase.

The federal interdepartmental working group on the SCC concluded that it is necessary to continually review the above estimates in order to incorporate advances in physical sciences, economic literature and modelling to ensure the SCC estimates remain current. Environment Canada will continue to collaborate with the federal interdepartmental working group and with outside experts to review and incorporate as appropriate new research on the SCC in the future.

4. Benefits and costs — Engines

4.1 Analytical framework

4.1.1 Equipment profile — Engines

A stationary spark-ignition gaseous-fuel-fired engine ("engine") is primarily used for the compression of natural gas in the oil and gas sector. The Canadian population of engines comprises

également les valeurs du CSC dans l'analyse des coûts et des avantages de la réglementation. Les valeurs utilisées par Environnement Canada sont semblables à deux des valeurs utilisées aux États-Unis et sont fondées sur les travaux de l'Interagency Working Group on the Social Cost of Carbon (groupe de travail inter-organismes sur le coût social du carbone) des États-Unis.

Les valeurs du CSC utilisées dans la présente évaluation reposent sur les travaux en cours entrepris par Environnement Canada¹⁵ en collaboration avec un groupe de travail interministériel fédéral et en consultation avec un certain nombre d'experts universitaires externes. Ce travail implique l'examen de la documentation existante et des approches d'autres pays à l'égard de l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre. Les recommandations fondées sur la documentation actuelle et en accord avec l'approche adoptée par l'Interagency Working Group on the Social Cost of Carbon des États-Unis en 2010¹⁶ indiquent qu'il est raisonnable d'estimer la valeur centrale initiale du coût social du carbone à 29,06 \$CAN par tonne de dioxyde de carbone en 2013¹⁷. L'examen d'Environnement Canada conclut aussi que la valeur du 95^e centile commençant à 115,18 \$ par tonne en 2013 devrait également être prise en considération¹⁸ dans l'analyse coûts-avantages, afin de tenir compte de l'asymétrie à droite de la distribution de probabilité du CSC¹⁹. L'utilisation de la valeur plus élevée reflète la prise en compte de scénarios de dommages climatiques coûteux et peu probables. Cependant, une valeur de 115,18 \$ par tonne ne reflète pas la limite extrême des estimations du CSC, car certaines études ont produit des valeurs qui dépassent 1 000 \$ par tonne de carbone émise. Les valeurs du CSC augmentent au fil du temps de sorte à traduire la croissance des dommages marginaux causés par les changements climatiques, au fur et à mesure de l'augmentation des concentrations prévues de gaz à effet de serre.

Le groupe de travail interministériel fédéral sur le CSC a également conclu qu'il est nécessaire d'examiner continuellement les estimations ci-dessus afin d'incorporer les progrès réalisés en matière de sciences physiques, de documentation économique et de modélisation, dans le but d'assurer que les estimations du CSC demeurent d'actualité. Environnement Canada continuera à collaborer avec le groupe de travail interministériel du gouvernement fédéral et des experts externes pour examiner et intégrer au besoin les nouvelles recherches sur le CSC à l'avenir.

4. Avantages et coûts — Moteurs

4.1 Cadre analytique

4.1.1 Profil de l'équipement — Moteurs

Un moteur stationnaire à allumage commandé brûlant des combustibles gazeux (soit « moteur ») est principalement utilisé pour la compression de gaz naturel dans le secteur du pétrole et

¹⁵ Contact Environment Canada's Economic Analysis Directorate for any questions regarding methodology, rationale, or policy.

¹⁶ U.S. Interagency Working Group on the Social Cost of Carbon paper: IWGSCC, 2010, "Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis Under Executive Order 12866," U.S. Government.

¹⁷ This value increases each year associated with the expected growth in damages. The value of \$29.06/tonne of CO₂ in 2013 (in 2012 Canadian dollars) and its growth rate have been estimated using an arithmetic average of the three models PAGE, FUND, and DICE.

¹⁸ Reflecting arguments raised by Weitzman (2011) "Fat-Tailed Uncertainty in the Economics of Climate Change," *Review of Environmental Economic Policy*, 5(2), pp. 275–292, and Pindyck (2011) "Fat Tails, Thin Tails, and Climate Change Policy," *Review of Environmental Economics and Policy*.

¹⁹ The value of \$115.18/tonne of CO₂ in 2013 (in 2012 Canadian dollars) and its growth rate have been estimated using an arithmetic average of the two models PAGE and DICE. The FUND model has been excluded in this estimate because it does not include low probability, high-cost climate damage.

¹⁵ Communiquer avec la Direction de l'analyse économique d'Environnement Canada pour toute question au sujet de la méthodologie, de la justification ou de la politique.

¹⁶ Document de l'Interagency Working Group on the Social Cost of Carbon des États-Unis : IWGSCC, 2010, « Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis Under Executive Order 12866 », gouvernement des États-Unis.

¹⁷ Cette valeur augmente chaque année selon la croissance attendue des dommages. On a estimé la valeur de 29,06 \$ par tonne de CO₂ en 2013 (en dollars canadiens de 2012) et son taux de croissance à l'aide d'une moyenne arithmétique des trois modèles PAGE, FUND et DICE.

¹⁸ Reflète les arguments soulevés par Weitzman (2011) « Fat-Tailed Uncertainty in the Economics of Climate Change », *Review of Environmental Economic Policy*, 5(2), p. 275-292, et Pindyck (2011) « Fat Tails, Thin Tails, and Climate Change Policy », *Review of Environmental Economics and Policy*.

¹⁹ On a estimé la valeur de CO₂ en 2013 à 115,18 \$ par tonne (en dollars canadiens de 2012) et son taux de croissance à l'aide d'une moyenne arithmétique des deux modèles PAGE et DICE. Le modèle FUND a été exclu de cette estimation, car il ne comprend pas les dégâts climatiques à coûts élevés et à faible probabilité.

rich-burn and lean-burn engines. Lean-burn engines tend to be more efficient and produce lower NO_x emissions than rich-burn engines, since the excess air ensures a more complete combustion of the fuel and reduces the temperature of the combustion process. Exhaust emissions can be reduced using post-combustion control, such as non-selective catalytic reduction (NSCR), or passive emission control technology for NO_x, such as rich-to-lean engine management systems or pre-combustion chambers. Engine fleets are largely owned and/or operated by oil and gas firms, and the size of engine fleets ranges from a few engines to hundreds of engines.

Although the proposed performance standards would apply to modern engines in several sectors, the vast majority (i.e. over 95%) of modern engines are expected to be found in the oil and gas sector [defined here as upstream oil and gas (UOG) and natural gas transmission pipelines (NGT)]. Further, the proposed performance standards would apply to original engines in the oil and gas sectors only. Therefore, the impacts of the proposed performance standards are assessed for the oil and gas sector only.

4.1.2 Business as usual scenario

In the BAU scenario, technology choices which affect NO_x emissions remain constant over the period of the analysis for the starting inventory of engines. Engine quantities are expected to fluctuate in proportion to oil and gas production forecasts. The BAU scenario analysis estimates the impacts of original and modern engines in the absence of the proposed federal Regulations in terms of capital, maintenance, fuel consumption, and emissions. In the BAU scenario, engine models are expected to be replaced at the end of their useful life (see section 4.1.4) with engines of the same power.

The BAU scenario takes into consideration emission reductions that, in accordance with existing provincial legislation, are expected to occur (i.e. by replacing engines with compliant engines according to provincial requirements). The legislation considered includes the Alberta *Environmental Protection and Enhancement Act*, which states requirements for modern engines over 600 kW, and the *Oil and Gas Waste Regulation* of British Columbia's *Environmental Management Act*, which sets requirements for modern engines over 100 kW.

4.1.3 Regulatory policy scenario

The proposed Regulations would impose performance standards for both modern and original engines, as set out in Table 2.

The regulatory scenario uses the same assumptions as in the BAU scenario regarding life expectancy rates and fluctuation of the engine population in proportion to oil and gas production forecasts.

The regulatory scenario assumes that the most cost-effective NO_x emission-reducing technologies will be chosen to comply with the proposed performance standards (see section 4.1.4), until fleet-wide performance standards are met. Where capital investment is assumed to be necessary to meet the performance

du gaz. La population canadienne de moteurs comprend des moteurs à mélange riche et des moteurs à mélange pauvre. Les moteurs à mélange pauvre ont tendance à être plus efficaces et à produire des émissions de NO_x inférieures à celles des moteurs à mélange riche, car l'excès d'air assure une combustion plus complète du carburant et permet de réduire la température du processus de combustion. Les émissions de gaz d'échappement peuvent être réduites en effectuant un contrôle après la combustion, par exemple avec un catalyseur à trois voies, ou en utilisant une technologie passive de réduction des émissions de NO_x telle que les systèmes de gestion de moteur qui convertit un moteur à mélange riche en moteur à mélange pauvre ou les chambres de précombustion. Les parcs de moteurs sont en grande partie détenus ou exploités par des entreprises pétrolières et gazières, et leur taille varie de quelques moteurs à des centaines de moteurs.

Même si les normes de rendement proposées s'appliqueraient aux moteurs modernes dans plusieurs secteurs, on trouve la grande majorité (soit plus de 95 %) des moteurs modernes dans le secteur du pétrole et du gaz (défini ici comme le secteur de la production de pétrole et de gaz en amont et le secteur des pipelines de transport de gaz naturel). En outre, les normes de rendement proposées s'appliqueraient aux moteurs originaux dans les secteurs du pétrole et du gaz seulement. Ainsi, les impacts des normes de rendement proposées sont évalués uniquement pour le secteur du pétrole et du gaz.

4.1.2 Scénario de maintien du statu quo

Selon le scénario de maintien du statu quo, les choix technologiques qui influent sur les émissions de NO_x restent constants sur la période de l'analyse pour l'inventaire des moteurs de départ. Le nombre de moteurs devrait fluctuer conformément aux prévisions en matière de production de pétrole et de gaz. L'analyse du scénario de maintien du statu quo permet d'évaluer les impacts des moteurs modernes et originaux en l'absence du projet de règlement fédéral, et ce, relativement au capital, à l'entretien, à la consommation de carburant et aux émissions. Dans le cadre de ce scénario, les modèles de moteurs devraient être remplacés à la fin de leur vie utile (voir la section 4.1.4) par des moteurs de même puissance.

Ce scénario prend en considération les réductions d'émissions qui, conformément à la législation provinciale existante, devraient se produire (c'est-à-dire que cette dernière devrait entraîner un remplacement des moteurs par des moteurs conformes, selon les exigences provinciales). La réglementation prise en compte comprend l'*Environmental Protection and Enhancement Act* de l'Alberta, qui contient des exigences pour les moteurs modernes de plus de 600 kW, et le règlement sur les déchets du pétrole et du gaz (*Oil and Gas Waste Regulation*) de l'*Environmental Management Act* de la Colombie-Britannique, qui établit des exigences pour les moteurs modernes de plus de 100 kW.

4.1.3 Scénario appliquant une politique de réglementation

Le projet de règlement imposerait des normes de rendement pour les moteurs modernes et les moteurs originaux, tels qu'ils sont définis dans le tableau 2.

Le scénario réglementaire comprend les mêmes hypothèses que le scénario de maintien du statu quo en ce qui a trait aux taux d'espérance de vie et à la fluctuation du nombre de moteurs par rapport aux prévisions en matière de production de pétrole et de gaz.

Dans le scénario réglementaire, on part du principe que les technologies de réduction des émissions de NO_x les plus efficaces selon le coût seront choisies afin de se conformer aux normes de rendement proposées (voir la section 4.1.4), jusqu'à ce que les normes de rendement pour l'ensemble du parc soient respectées.

standards, either (a) retrofit technologies are applied to original engines or (b) lower-emitting modern engine models are assumed to be purchased. Capital investment timing for original engine retrofits is assumed to be the year prior to the coming into force of performance standards (2020 and 2025), as no action is required prior to these dates. As in the BAU scenario, modern engines are assumed to be installed at the time of natural capital stock turnover or when required due to increased demand for engines. All retrofit technology and replacement options in this analysis are currently available on the market.

In British Columbia, since the proposed performance standards for modern engines are identical to what is already in place in the province, no incremental emission reduction efforts are expected for modern engines. For the population of modern engines in Alberta with capacity greater than 600 kW, the regulatory policy scenario captures the differential between the existing Alberta requirements (6 g/kWh) and the proposed performance standards (2.7 g/kWh). Retrofits to original engines required to meet the proposed performance standards are considered to be incremental in all provinces, and therefore the associated retrofit costs and benefits are attributed to the proposed performance standards.

4.1.4 Key data and assumptions

To assess the impact of the performance standards for engines, it was necessary to quantify the Canadian population of engines from 2013 to 2035 and to project technology choices that would be available to comply with the proposed performance standards. Based on available technology choices, the expected changes in engine technology across the Canadian fleet would produce benefits and costs, as considered in sections 4.2 and 4.3, respectively.

• Quantifying the Canadian population of engines

To project the quantity of engines in the UOG sector, it was necessary to estimate the 2012 inventory of original engines, the normal engine replacement rate, and demand for engines beyond 2013. The analysis uses an inventory of engines from seven large Canadian companies provided by the Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) as a starting inventory. This inventory is then scaled up to obtain the total Canadian population using the proportion of emissions in the 2010 air pollutant emission summary contributed by sector and province/territory, assuming that engines account for 85% of UOG emissions. The analysis assumes that UOG engine models last 20, 40 or 60 years²⁰ on average, depending on engine model speed.

²⁰ The life of an engine is assumed based on the speed at which it runs [i.e. revolutions per minute (RPM)]. Higher RPM engines are estimated to have a shorter operational life, whereas engines that operate at lower speeds experience less wear. The analysis uses a 20, 40, or 60 year life for engines with an RPM >900, 900–1 400, and <1 400, respectively, as provided by Accurata Inc.

Lorsque la dépense en immobilisation devient nécessaire pour répondre aux normes de rendement, soit a) on met en place des technologies d'adaptation antipollution pour les moteurs originaux, soit b) on achète des modèles de moteurs modernes à plus faibles émissions. La dépense en immobilisation pour la modernisation de moteurs originaux devrait avoir lieu l'année précédant la mise en vigueur des normes de rendement (2020 et 2025), car aucune mesure n'est nécessaire avant ces dates. Comme dans le scénario de maintien du statu quo, on s'attend à ce que les moteurs modernes soient installés au moment de la rotation du capital naturel ou lorsque cela devient nécessaire en raison d'une demande accrue concernant les moteurs. Toutes les technologies d'adaptation antipollution et des possibilités de remplacement de cette analyse sont actuellement disponibles sur le marché.

En Colombie-Britannique, puisque les normes de rendement proposées pour les moteurs modernes sont identiques à celles qui sont déjà en place dans la province, aucun effort supplémentaire en matière de réduction des émissions n'est attendu pour les moteurs modernes. Pour l'ensemble des moteurs modernes en Alberta dont la capacité dépasse 600 kW, le scénario appliquant une politique de réglementation saisit le différentiel entre les exigences actuelles en Alberta (6 g/kWh) et les normes de rendement proposées (2,7 g/kWh). Les améliorations apportées aux moteurs originaux nécessaires pour répondre aux normes de rendement proposées sont considérées comme différentielles dans toutes les provinces et, par conséquent, les coûts de modernisation et les avantages connexes sont attribués aux normes de rendement proposées.

4.1.4 Données et hypothèses clés

Afin d'évaluer l'impact des normes de rendement concernant les moteurs, il a été nécessaire de quantifier l'ensemble des moteurs au Canada de 2013 à 2035 et de faire des prévisions concernant les choix technologiques qui seraient disponibles pour respecter les normes de rendement proposées. Selon les choix technologiques disponibles, les changements attendus relativement à la technologie des moteurs de tout le parc canadien engendreraient des avantages et des coûts, comme il est mentionné dans les sections 4.2 et 4.3, respectivement.

• Quantification de l'ensemble des moteurs au Canada

En vue de prévoir le nombre de moteurs du secteur de la production de pétrole et de gaz en amont, il a été nécessaire d'évaluer l'inventaire de 2012 des moteurs originaux, le taux de remplacement normal des moteurs et la demande concernant les moteurs au-delà de 2013. L'analyse s'appuie sur un inventaire des moteurs de sept grandes entreprises canadiennes fourni par l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) en tant qu'inventaire de départ. Cet inventaire est ensuite étendu pour obtenir le nombre total de moteurs au Canada, en se basant sur la proportion des émissions de chaque secteur, province et territoire indiquée dans l'inventaire des principaux polluants atmosphériques (le sommaire des émissions de polluants atmosphériques de 2010) et en supposant que les moteurs engendrent 85 % des émissions du secteur de la production de pétrole et de gaz en amont. Dans le cadre de cette analyse, on part du principe que les modèles de moteurs de ce secteur durent 20, 40 ou 60 ans²⁰ en moyenne, selon leur vitesse.

²⁰ La vie d'un moteur est déterminée en fonction de la vitesse à laquelle il tourne (c'est-à-dire les tours par minute). On suppose que les moteurs ayant un régime plus élevé ont une durée de vie utile plus courte, alors que les moteurs qui fonctionnent à des vitesses inférieures sont moins sujets à l'usure. L'analyse se fonde sur une durée de vie utile de 20, 40 ou 60 ans pour les moteurs ayant un taux de tours par minute supérieur à 900, allant de 900 à 1 400, et inférieur à 1 400, respectivement, conformément aux données fournies par Accurata Inc.

For the NGT sector, a starting inventory of engines was provided by the Canadian Energy Pipeline Association (CEPA). These engines are assumed to be replaced with turbines at their end of life. Engines in the NGT sector are assumed to last more than 60 years, since they often see intermittent use, burn high-quality fuel gas, and are well maintained given their large size and high capital cost.

Table 6 illustrates the resulting starting quantities of engines by engine power and sector.

Table 6: Estimated Quantity of Regular Use Original Engines, 2012

Engine power	Sector	Canada
≥250 kW	NGT	81
	UOG	5 921
≥75 kW and <250 kW	UOG	2 282
Total		8 258

Engine demand was estimated using the E3MC model. In addition to replacements due to normal capital turn-over cycles, the equipment quantities fluctuate yearly based on projections of oil and gas production in both the BAU and policy scenarios. Original engines are replaced as their respective end of life is reached (i.e. the technology used in replacement engines may differ between the BAU and regulatory scenario, but the timing of replacement is the same in both scenarios). The resulting projected quantities of engines in the policy scenario are depicted in Tables 7 and 8, respectively. The process for identifying retrofit or replacement options for original and modern engines and attributing associated engine costs is discussed in section 4.3 (Costs).

Pour le secteur des pipelines de transport de gaz naturel, l'Association canadienne des pipelines d'énergie (ACPE) a fourni un inventaire des moteurs de départ. Ces moteurs sont supposés être remplacés par des turbines à la fin de leur vie. Les moteurs de ce secteur ont une espérance de vie de plus de 60 ans, car ils sont utilisés de façon intermittente, brûlent du gaz de combustion de haute qualité et sont bien entretenus compte tenu de leur grande puissance et de leur coût élevé d'investissement.

Le tableau 6 illustre le nombre de moteurs de départ qui en découle, par puissance du moteur et par secteur.

Tableau 6 : Nombre estimé de moteurs originaux utilisés régulièrement, 2012

Puissance du moteur	Secteur	Canada
≥ 250 kW	Secteur des pipelines de transport de gaz naturel	81
	Secteur de la production de pétrole et de gaz en amont	5 921
≥ 75 kW et < 250 kW	Secteur de la production de pétrole et de gaz en amont	2 282
Total		8 258

La demande en moteurs a été estimée au moyen du modèle 3EC. En plus des remplacements dus aux cycles naturels de roulement des immobilisations, le nombre d'équipements fluctue chaque année en fonction des projections en matière de production de pétrole et de gaz, à la fois dans le scénario de maintien du statu quo et dans le scénario réglementaire. Les moteurs originaux sont remplacés à la fin de leur vie utile (remarque : la technologie employée pour remplacer les moteurs peut varier selon qu'il s'agit du scénario de maintien du statu quo ou du scénario réglementaire, mais le moment auquel la technologie est remplacée est le même dans les deux scénarios). La quantité projetée de moteurs qui résulte du scénario réglementaire est présentée dans les tableaux 7 et 8, respectivement. La section 4.3 porte sur le processus permettant de trouver une solution de mise à niveau ou de remplacement pour les moteurs modernes et originaux, ainsi que sur la répartition des coûts connexes relatifs aux moteurs (coûts).

Table 7: Engine Projected Retrofit and Replacement — UOG Sector

Engine category	2013–2020	2021–2025	2026–2030	2031–2035	Total
≥75 kW and <250 kW original engines replaced (due to age)	342	285	285	285	1 198
≥75 kW and <250 kW modern engines (due to sector growth/contraction)	-429	8	36	97	-287
≥ 250 kW original engines replaced (due to age)	980	765	569	488	2 801
≥250 kW modern engines (due to sector growth/contraction)	-803	15	55	118	-615
≥250 kW original engines retrofitted with rich-to-lean engine management system	22	696	0	0	718
≥250 kW original engines retrofitted with non-selective catalyst	0	351	0	0	351
≥250 kW original engines replaced with a modern engine equipped with pre-combustion chamber		70			70
Total engines replaced or retrofitted	1 344	2 097	854	774	5 069
Total engines taken out of operation or added due to sector growth/contraction	-1 232	24	91	215	-902

Note: Negative engine quantities refer to engines that are not required due to a projected decrease in UOG production. This occurs in both the BAU and regulatory scenarios. These engines are assumed to be taken out of operation and could be preserved for future use.

Tableau 7 : Mise à niveau et remplacement prévus pour les moteurs — Secteur de la production de pétrole et de gaz en amont

Type de moteur	2013-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total
Remplacement de moteurs originaux d'une capacité supérieure ou égale à 75 kW et inférieure à 250 kW (en raison de leur âge)	342	285	285	285	1 198
Moteurs modernes d'une capacité supérieure ou égale à 75 kW et inférieure à 250 kW (en raison de la croissance du secteur ou de compressions dans celui-ci)	-429	8	36	97	-287

**Tableau 7 : Mise à niveau et remplacement prévus pour les moteurs —
Secteur de la production de pétrole et de gaz en amont (suite)**

Type de moteur	2013-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total
Remplacement de moteurs originaux d'une capacité supérieure ou égale à 250 kW (en raison de leur âge)	980	765	569	488	2 801
Moteurs modernes d'une capacité supérieure ou égale à 250 kW (en raison de la croissance du secteur ou de compressions dans celui-ci)	-803	15	55	118	-615
Mise à niveau de moteurs originaux d'une capacité supérieure ou égale à 250 kW avec un système de gestion de moteur de combustion riche à combustion pauvre	22	696	0	0	718
Mise à niveau de moteurs originaux d'une capacité supérieure ou égale à 250 kW avec un catalyseur à trois voies	0	351	0	0	351
Remplacement de moteurs originaux d'une capacité supérieure ou égale à 250 kW par un moteur moderne équipé d'une chambre de précombustion		70			70
Total des moteurs remplacés ou mis à niveau	1 344	2 097	854	774	5 069
Total des moteurs mis hors service ou ajoutés en raison de la croissance du secteur ou de compressions dans celui-ci	-1 232	24	91	215	-902

Remarque : Les nombres de moteurs négatifs renvoient aux moteurs qui ne sont pas nécessaires en raison d'une baisse prévue de la production du secteur de la production de pétrole et de gaz en amont. Cela se produit à la fois dans le scénario de maintien du statu quo et dans le scénario réglementaire. Ces moteurs sont censés être mis hors service et peuvent être conservés pour une utilisation ultérieure.

Table 8: Engine Retrofit and Replacement — NGT Sector

Engine category	2013-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total
≥250 kW original engines retrofitted with rich-to-lean engine management system	8	1	0	0	9
≥250 kW original engines retrofitted with non-selective catalyst	12	6	0	0	18
≥250 kW original engines replaced with modern engines equipped with pre-combustion chamber	3	9	0	0	12
Engines retired due to age	1	5	0	0	6
Total engines replaced or retrofitted	24	21	0	0	45

Tableau 8 : Mise à niveau et remplacement de moteurs — Secteur des pipelines de transport de gaz naturel

Type de moteur	2013-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total
Mise à niveau de moteurs originaux d'une capacité supérieure ou égale à 250 kW avec un système de gestion de moteur qui convertit le moteur à mélange riche en moteur à mélange pauvre	8	1	0	0	9
Mise à niveau de moteurs originaux d'une capacité supérieure ou égale à 250 kW avec un catalyseur à trois voies	12	6	0	0	18
Remplacement de moteurs originaux d'une capacité supérieure ou égale à 250 kW par un moteur moderne équipé d'une chambre de précombustion	3	9	0	0	12
Moteurs mis hors service en raison de leur âge	1	5	0	0	6
Total des moteurs remplacés ou mis à niveau	24	21	0	0	45

- Estimating changes in engine emissions

To model engine emissions data for the BAU and regulatory scenarios, engine power, load, utilization, and specific emission factors corresponding to a given engine in the inventory were calculated for 292 different engine models in the inventory on a per-engine basis. The data with which this was done was provided by CAPP and CEPA from their respective engine inventories and assumptions were made to determine the load and the utilization of engines.²¹ Emission factors (i.e. the average rate of emissions per unit of energy produced) are held constant in the baseline, whereas the regulatory scenario applies to emission factors that correspond to the most cost effective technology required to meet

- Changements estimés dans les émissions des moteurs

Afin de modéliser les données sur les émissions des moteurs pour le scénario de maintien du statu quo et le scénario réglementaire, la puissance, la charge, l'utilisation et des facteurs d'émission spécifiques à un moteur donné dans l'inventaire ont été calculés pour chacun des 292 modèles de moteurs différents de l'inventaire. Les données utilisées ont été fournies par l'ACPP et l'ACPE à partir de leur inventaire de moteurs respectif et des hypothèses ont été faites pour déterminer la charge et l'utilisation des moteurs.²¹ Les facteurs d'émission (soit le taux moyen d'émissions par unité d'énergie produite) sont laissés constants dans la base de référence, alors que le scénario réglementaire

²¹ Engine model power (provided by CAPP and CEPA for each model), load (75%) and utilization (assuming 7 884 hours/year in UOG, 6 920 hours/year or as provided for each engine in NGT) are the same in the baseline and regulatory scenarios.

²¹ La puissance (fournie par l'ACPP et l'ACPE pour chaque modèle), la capacité (75 %) et l'utilisation du modèle de moteur (sur la base de 7 884 heures/an dans le secteur de la production de pétrole et de gaz en amont, de 6 920 heures/an ou selon les prévisions pour chaque moteur du secteur de l'acheminement du gaz naturel) sont les mêmes dans le scénario de référence et le scénario réglementaire.

the proposed performance standards.²² In the regulatory scenarios, it is assumed that rich-burn engines still available on the market are replaced with rich-burn engines equipped with rich-to-lean engine management systems or catalytic reduction. Rich-burn engines and lean-burn engines no longer available on the market are assumed to be replaced with lean-burn engines equipped with pre-combustion chambers, and lean-burn engines still available on the market are assumed to be replaced with the same model.²³ The resulting reduction in NO_x emissions was used to determine environmental and health benefits.

4.2 Benefits — Engines

4.2.1 Air pollutant reductions

The performance standards for modern and original engines are expected to reduce NO_x emissions by about 1 775 kt between 2013 and 2035, which is expected to result in lower levels of smog and overall better air quality. Air pollutant reductions begin in 2013, as it is expected that firms would purchase compliant technology at the time of natural capital turnover, given advance notice of performance standards.

4.2.2 Interpolation of air quality impacts

In order to estimate the benefits for all of the years between 2013 and 2035, interpolation and extrapolation techniques were used. As all original engines are expected to comply with the requirements by 2026, it is assumed that emission reductions associated with the policy significantly spike in 2025 compared to previous years (in preparation for the requirements). Therefore, linear interpolation between 2013 and 2025 would not properly capture the overall pattern of emissions reductions in this period. Instead, the annual benefits in this period were proxied by prorating the 2025 value by the proportion of NO_x emission reductions for each year between 2013 and 2024.²⁴ For the period between 2025 and 2035, the 2025 values were linearly interpolated to the 2035 values, as the variability in emission changes in this period was considered negligible.

4.2.3 Air quality improvements

Reductions in NO_x emissions resulting from the proposed performance standards for engines are expected to result in lower levels of ambient particulate matter and ground-level ozone. These are the two main components of smog, therefore reductions will result in significant human health and environmental benefits.

comprend des facteurs d'émissions qui correspondent à la technologie la plus rentable nécessaire pour répondre aux normes de rendement proposées²². Dans le scénario réglementaire, il est supposé que les moteurs à mélange riche encore disponibles sur le marché sont remplacés par des moteurs à mélange riche équipés de systèmes de gestion de moteur qui convertit le moteur à mélange riche en moteur à mélange pauvre ou de catalyseurs à trois voies. Il est supposé que les moteurs à mélange riche et les moteurs à mélange pauvre qui ne sont plus disponibles sur le marché sont remplacés par des moteurs à mélange pauvre équipés de chambres de précombustion et que les moteurs à mélange pauvre encore disponibles sur le marché sont remplacés par le même modèle²³. La réduction des émissions de NO_x qui en résulte a servi à déterminer les avantages pour l'environnement et la santé.

4.2 Avantages — Moteurs

4.2.1 Réductions des polluants atmosphériques

Les normes de rendement pour les moteurs modernes et originaux devraient permettre de réduire les émissions de NO_x d'environ 1 775 kt entre 2013 et 2035, ce qui devrait se traduire par des niveaux inférieurs de smog et une meilleure qualité de l'air en général. Les réductions de polluants atmosphériques commencent en 2013, car il est prévu que les entreprises achètent une technologie conforme au moment de la rotation du capital naturel compte tenu qu'elles seront informées à l'avance de la norme de rendement.

4.2.2 Interpolation des impacts sur la qualité de l'air

Afin de faire une estimation des avantages pour toutes les années entre 2013 et 2035, on a utilisé des techniques d'interpolation et d'extrapolation. Comme tous les moteurs originaux doivent se conformer aux exigences d'ici 2026, on suppose que les réductions d'émissions associées à la politique connaîtront une hausse significative en 2025 par rapport aux années précédentes (en prévision des exigences). Par conséquent, une interpolation linéaire entre 2013 et 2025 ne permettrait pas de correctement saisir le schéma général de la réduction des émissions pendant cette période. Au lieu de cela, les avantages annuels pendant cette période ont été déterminés en calculant au prorata la valeur de 2025 par rapport à la part de réduction des émissions de NO_x pour chaque année entre 2013 et 2024²⁴. Pour la période allant de 2025 à 2035, les valeurs de 2025 ont été interpolées de façon linéaire jusqu'aux valeurs de 2035, car on a considéré la variabilité des changements des émissions pendant cette période comme étant négligeable.

4.2.3 Améliorations de la qualité de l'air

Les réductions des émissions de NO_x découlant des normes de rendement proposées pour les moteurs devraient se traduire par des niveaux inférieurs de matières particulaires et d'ozone troposphérique dans l'air ambiant. Puisqu'il s'agit là de deux éléments principaux du smog, les réductions se traduiront par des avantages importants pour la santé humaine et l'environnement.

²² A description of how most cost effective technology options are selected can be found in section 4.3.1.

²³ It is possible that engine operators have surplus rich-burn engines that could replace old engines. In this scenario, engine retrofit technology would likely be applied to the engine. Given limited information, this is not explicitly considered in the analysis; however, sensitivity analysis is conducted for capital, maintenance and fuel expenditures in section 7.

²⁴ For instance, as emission reductions in 2024 represent about 27% of the emissions reductions in 2025, environmental benefits for 2024 were estimated to be equivalent to 27% of the 2025 values.

²² Une description de la façon dont la plupart des technologies efficaces selon le coût sont sélectionnées peut être trouvée dans la section 4.3.1.

²³ Il est possible que les exploitants des moteurs possèdent un excédent de moteurs à mélange riche pour remplacer les vieux moteurs. Dans ce scénario, la technologie d'adaptation antipollution des moteurs pourrait être appliquée aux moteurs. Compte tenu des renseignements limités, cela n'est pas explicitement pris en compte dans l'analyse, mais la section 7 comprend une analyse de sensibilité pour les dépenses en capital, en entretien et en combustible.

²⁴ Par exemple, dans la mesure où les réductions d'émissions en 2024 représentent environ 27 % des réductions d'émissions en 2025, les avantages pour l'environnement en 2024 devraient également représenter 27 % des valeurs de 2025.

4.2.4 Environmental benefits

The Air Quality Valuation Model 2 assesses the impacts associated with agricultural productivity, soiling and visibility from a change in ambient air quality. The estimated national environmental benefits linked with the performance standards for engines are expected to be approximately \$245 million dollars for the period between 2013 and 2035. Table 9 presents the estimated environmental benefits, broken down by impact and by province/territory.

Soiling and visibility impacts for Newfoundland and Labrador, Prince Edward Island and Nova Scotia are not presented because a precise assessment of the changes in ambient levels of particulate matter was not possible within these provinces, due to the marginal changes in emissions involved. Impacts on agriculture in the territories are also omitted as census of agriculture data is unavailable for this region.

Table 9: Present Value of Environmental Benefits Associated with the Performance Standards for Engines, by Canadian Province/Territory and Environmental Impact (2013–2035, \$ Millions)

Environmental impact	Agriculture	Soiling	Visibility	
Economic indicator	Change in Sales Revenues for Crop Producers	Avoided Costs for Households	Change in Welfare for Households	Total
Newfoundland and Labrador	-	N/A	N/A	-
Prince Edward Island	0.1	N/A	N/A	0.1
Nova Scotia	0.1	N/A	N/A	0.1
New Brunswick	0.1	-	-	0.2
Quebec	2.9	0.2	0.7	3.8
Ontario	10.8	0.6	1.9	13.2
Manitoba	11.0	0.3	1.8	13.0
Saskatchewan	67.8	0.6	4.2	72.7
Alberta	101.5	8.2	31.0	140.8
British Columbia	0.7	0.2	0.7	1.5
Yukon	N/A	-	-	-
Northwest Territories	N/A	-	-	-
Nunavut	N/A	-	-	-
Canada	195.0	10.2	40.2	245.4

Note: Results are expressed in constant 2012 dollars (millions) using a 3% discount rate to a base year of 2013. Totals may not add up due to rounding. A dash (-) indicates values are below \$50,000. N/A indicates data is unavailable for this region.

As the performance standards for engines are expected to significantly reduce NO_x emissions, the proposed Regulations will result in decreased ambient concentrations of ground-level ozone. Based on exposure-response functions for 19 different crops, AQVM2 provides the changes in production (tonnes) and expected total sales revenue per census agricultural region (CAR) due to changes in levels of ozone. National benefits from increased agricultural productivity, expressed in the present value

4.2.4 Avantages pour l'environnement

Le modèle d'évaluation de la qualité de l'air 2 permet d'évaluer les impacts sur la productivité agricole, les souillures et la visibilité dus à un changement de qualité de l'air ambiant. Les avantages estimés pour l'environnement à l'échelle nationale qui sont liés aux normes de rendement pour les moteurs devraient être d'environ 245 millions de dollars pour la période allant de 2013 à 2035. Le tableau 9 présente ces avantages répartis par impact, province et territoire.

Les impacts sur les souillures et la visibilité à Terre-Neuve-et-Labrador, sur l'Île-du-Prince-Édouard et en Nouvelle-Écosse ne sont pas présentés, car il n'a pas été possible d'effectuer une évaluation précise des changements dans les niveaux de matières particulaires dans l'air ambiant pour ces provinces, et ce, en raison des changements marginaux dans les émissions en question. Les impacts sur l'agriculture dans les territoires sont également omis, car les données du recensement de l'agriculture ne sont pas disponibles pour cette région.

Tableau 9 : Valeur actuelle des avantages pour l'environnement associés aux normes de rendement pour les moteurs, par province et territoire du Canada et par impact sur l'environnement (de 2013 à 2035, en millions de dollars)

Impact sur l'environnement	Agriculture	Souillures	Visibilité	
Indicateur économique	Changement dans les revenus de vente pour les producteurs de cultures agricoles	Coûts évités pour les ménages	Changement dans le bien-être des ménages	Total
Terre-Neuve-et-Labrador	-	s.o.	s.o.	-
Île-du-Prince-Édouard	0,1	s.o.	s.o.	0,1
Nouvelle-Écosse	0,1	s.o.	s.o.	0,1
Nouveau-Brunswick	0,1	-	-	0,2
Québec	2,9	0,2	0,7	3,8
Ontario	10,8	0,6	1,9	13,2
Manitoba	11,0	0,3	1,8	13,0
Saskatchewan	67,8	0,6	4,2	72,7
Alberta	101,5	8,2	31,0	140,8
Colombie-Britannique	0,7	0,2	0,7	1,5
Yukon	s.o.	-	-	-
Territoires du Nord-Ouest	s.o.	-	-	-
Nunavut	s.o.	-	-	-
Canada	195,0	10,2	40,2	245,4

Remarque : Les résultats sont exprimés en dollars constants de 2012 (en millions) au moyen d'un taux d'actualisation de 3 % avec 2013 comme année de référence. Les totaux de chaque province ou territoire peuvent ne pas correspondre au total pour le Canada une fois additionnés, car ils ont été arrondis. Un tiret (-) indique que les valeurs sont inférieures à 50 000 \$. La mention « s.o. » indique que les données ne sont pas disponibles pour cette région.

Puisque les normes de rendement pour les moteurs devraient permettre de réduire de façon importante les émissions de NO_x, le projet de règlement entraînera une diminution des concentrations d'ozone troposphérique dans l'air ambiant. En s'appuyant sur les fonctions exposition-réponse pour 19 cultures différentes, MEQA2 prévoit des changements dans la production (en tonnes) et dans les revenus de vente totaux prévus par région agricole de recensement, et ce, en raison de changements dans les niveaux

of sales revenue over the period, are expected to be approximately \$195 million. Due to the important NO_x emission reductions expected in Alberta and the extensive farmlands being affected, the province is expected to receive more than half of the national benefits. The significant agricultural benefits in Saskatchewan are mainly attributable to ozone reductions from reduced emissions from Alberta (spillover impacts), combined with typical eastward air flow patterns and extensive agricultural activity in Saskatchewan.

The Air Quality Valuation Model 2 estimates the avoided cleaning costs for Canadian households associated with different levels of particulate matter of 10 micrometres or less (PM₁₀). Over the period, avoided household cleaning costs of about \$10.2 million are expected. These benefits should be considered as conservative as they do not account for avoided cleaning costs in the commercial and industrial sectors. Alberta obtains the largest share of national benefits.

All else being equal, visibility increases as ambient concentrations of particulate matter decrease. Based on willingness to pay for improved visual range and AURAMS outcome of ambient air quality, AQVM2 estimates the monetary change in welfare for different levels of deciviews.²⁵ Welfare gains from improved visibility in the residential sector are approximately \$40.2 million over the period, with Alberta obtaining the largest share of the cumulative national benefits.

In summary, the estimated national combined environmental benefits associated with the performance standards for engines are expected to be approximately \$245 million over the period. The estimates should be considered as conservative since only the impacts on soiling, visibility and agricultural productivity were assessed by AQVM2. Other environmental impacts were not assessed due to data or methodological limitations, such as the impacts of improved visibility on tourism revenues; reduced acid deposition on forests, crops and water ecosystems; reduced smog on livestock and wildlife mortality; and lower emissions of short-lived climate forcers (black carbon) on climate change, amongst others.

4.2.5 Health benefits

While there are some direct health benefits of lower ambient levels of NO_x, it is the contribution of this pollutant to secondary formation of PM and ozone in the atmosphere that has the greatest impact on human health. As shown in Table 10, approximately half of the health benefits from the emission reductions are associated with lower ambient levels of ground-level ozone. Another 35% of the benefits are a result of reduction in fine particulate matter, with the remainder attributable to reductions in ambient NO_x levels.

²⁵ The deciview is a visual index designed to be linear with respect to perceived visual air quality changes over its entire range. The deciview scale is zero for pristine conditions and increases as visibility degrades. A reduction of one deciview roughly corresponds to a 10% improvement in visual range, regardless of the initial range.

d'ozone. Les avantages pour le pays résultant de la hausse de la productivité agricole, qui sont exprimés dans la valeur actuelle des revenus de vente pour cette période, devraient être d'environ 195 millions de dollars. En raison des importantes réductions des émissions de NO_x attendues en Alberta et des nombreuses terres agricoles actuellement touchées, la province devrait recevoir plus de la moitié des avantages du pays. Les importants avantages pour l'agriculture en Saskatchewan sont principalement attribuables à la réduction de l'ozone due à la réduction des émissions en l'Alberta (effet de retombée) associée aux modèles de circulation de l'air vers l'Est et à une intense activité agricole en Saskatchewan.

Le modèle d'évaluation de la qualité de l'air 2 évalue les coûts de nettoyage évités pour les ménages canadiens associés aux différents niveaux de matières particulaires de 10 micromètres (MP₁₀) ou moins. Pendant cette période, on s'attend à ce que les coûts de nettoyage évités pour les ménages soient d'environ 10,2 millions de dollars. Ces avantages doivent être considérés comme des estimations conservatrices, car ils ne tiennent pas compte des coûts de nettoyage évités dans le secteur commercial et le secteur industriel. L'Alberta reçoit la plus grande partie des avantages pour le pays.

Toutes choses étant égales par ailleurs, la visibilité augmente à mesure que les concentrations ambiantes de matières particulaires diminuent. À partir de la volonté de payer pour une meilleure portée visuelle et des résultats de la qualité de l'air ambiant générés par le système régional unifié de modélisation de la qualité de l'air, MEQA2 estime le changement monétaire du bien-être pour différents niveaux de deciviews²⁵. Les gains en matière de bien-être résultant d'une meilleure visibilité dans le secteur résidentiel sont d'environ 40,2 millions de dollars pendant cette période, avec l'Alberta générant la plus grande partie des avantages cumulés pour le pays.

En résumé, les avantages estimés et combinés pour l'environnement à l'échelle nationale qui sont liés aux normes de rendement pour les moteurs devraient être d'environ 245 millions de dollars pendant cette période. Les estimations doivent être considérées comme étant conservatrices puisque seuls les impacts sur les souillures, la visibilité et la productivité agricole ont été évalués par MEQA2. D'autres impacts sur l'environnement n'ont pas été évalués faute de données ou de méthodes suffisantes, tels que les impacts suivants : une meilleure visibilité sur les revenus touristiques, la réduction des retombées acides sur les forêts, les cultures et les écosystèmes d'eau, la diminution du smog sur la mortalité du bétail et de la faune, ainsi que la réduction des émissions de l'agent de forçage climatique à courte durée de vie (carbone noir) sur les changements climatiques.

4.2.5 Avantages pour la santé

Bien qu'il existe quelques avantages directs pour la santé liés à la réduction des concentrations de NO_x dans l'air ambiant, c'est la contribution de ce polluant à la formation secondaire de matières particulaires et d'ozone dans l'atmosphère qui a le plus d'impact sur la santé humaine. Comme le montre le tableau 10, environ la moitié des avantages pour la santé issus de la réduction des émissions sont associés à des niveaux d'ozone troposphérique plus faibles dans l'air ambiant. La réduction des matières particulaires fines génère 35 % des avantages et la réduction des niveaux de NO_x dans l'air ambiant contribue au reste des avantages.

²⁵ Le deciview est un indice visuel conçu pour être linéaire relativement aux changements dans la qualité de l'air visuellement perçus sur toute son aire de répartition. L'échelle deciview est de zéro pour des conditions vierges et augmente au fur et à mesure que la visibilité se dégrade. Une diminution d'un deciview correspond à peu près à une amélioration de 10 % de la portée visuelle, quelle que soit la portée initiale.

Over the 2013 to 2035 period, the reductions in pollutants associated with this initiative are expected to result in approximately 1 400 fewer premature mortalities, 1 600 fewer emergency room visits, 320 000 fewer days of asthma symptoms and 1 000 000 fewer days of restricted activity in non-asthmatics. The present value of these health benefits over the period is estimated to be about \$6.5 billion, of which, approximately three quarters are accrued in Alberta (\$4.8 billion). The benefits by region are shown in the table below.

Pendant la période allant de 2013 à 2035, les réductions de polluants associées à cette initiative devraient se traduire par une diminution d'environ 1 400 décès prématurés, 1 600 visites en salles d'urgence, 320 000 jours de symptômes d'asthme et un million de jours d'activité restreinte pour les non asthmatiques. La valeur actuelle de ces avantages pour la santé pendant cette période est estimée à environ 6,5 milliards de dollars, dont les trois quarts surviennent en Alberta (4,8 milliards de dollars). Les avantages par région sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Table 10: Present Value of Health Benefits Associated with the Performance Standards for Engines, by Canadian Province/Territory and Health Impact (2013–2035, \$ Millions)

Region	Aggregate counts of selected health impacts				Present Value of Total Avoided Health Outcomes by Pollutant (\$ Millions)			
	Premature Mortalities	Cardiac and Respiratory Emergency Room Visits	Asthma Symptom Days	Days of Restricted Activity in Non-asthmatics	PM _{2.5}	Ozone	Other (NO _x)	Total
Newfoundland and Labrador	1	2	250	420	-	4.9	-	4.9
Prince Edward Island	<1	<1	110	180	-	2.0	-	2.0
Nova Scotia	3	4	650	1 100	-	12.5	0.1	12.6
New Brunswick	3	4	770	1 400	0.3	14.3	0.1	14.7
Quebec	49	60	11 000	26 000	50.1	166.4	2.7	219.2
Ontario	130	150	30 000	78 000	153.0	378.9	39.6	571.4
Manitoba	50	69	13 000	33 000	62.8	159.2	1.7	223.8
Saskatchewan	94	120	21 000	59 000	139.6	270.5	14.1	424.2
Alberta	1 100	1 200	230 000	780 000	1 885.1	2 061.1	891.1	4 837.3
British Columbia	38	46	9 100	26 000	52.4	109.4	11.8	173.5
Yukon	<1	<1	55	130	0.2	0.8	-	1.0
Northwest Territories	<1	<1	190	480	0.7	1.8	0.1	2.6
Nunavut	<1	<1	10	21	-	0.1	-	0.1
Canada	1 400	1 600	320 000	1 000 000	2 344.1	3 181.7	961.2	6 487.1

Note: PM_{2.5} health impacts for Newfoundland and Labrador, Prince Edward Island and Nova Scotia are not presented as a precise assessment of these very marginal changes in ambient levels of particulate matter was not possible. Values are expressed in constant 2012 dollars (millions) using a 3% discount rate to base year 2013. Totals may not add up due to rounding. A dash (-) indicates values are below \$50,000.

Tableau 10 : Valeur actuelle des avantages pour la santé associés aux normes de rendement pour les moteurs, par province et territoire du Canada et par impact sur la santé (de 2013 à 2035, en millions de dollars)

Région	Totaux cumulatifs de certains impacts sur la santé				Valeur actuelle des impacts des polluants sur la santé évités au total (en millions de dollars)			
	Mortalité prématurée	Problèmes cardiaques et respiratoires — Visites en salle d'urgence	Jours de symptômes d'asthme	Jours d'activité restreinte pour les non asthmatiques	MP _{2.5}	Ozone	Autres (NO _x)	Total
Terre-Neuve-et-Labrador	1	2	250	420	-	4,9	-	4,9
Île-du-Prince-Édouard	< 1	< 1	110	180	-	2,0	-	2,0
Nouvelle-Écosse	3	4	650	1 100	-	12,5	0,1	12,6
Nouveau-Brunswick	3	4	770	1 400	0,3	14,3	0,1	14,7
Québec	49	60	11 000	26 000	50,1	166,4	2,7	219,2
Ontario	130	150	30 000	78 000	153,0	378,9	39,6	571,4
Manitoba	50	69	13 000	33 000	62,8	159,2	1,7	223,8
Saskatchewan	94	120	21 000	59 000	139,6	270,5	14,1	424,2
Alberta	1 100	1 200	230 000	780 000	1 885,1	2 061,1	891,1	4 837,3
Colombie-Britannique	38	46	9 100	26 000	52,4	109,4	11,8	173,5
Yukon	< 1	< 1	55	130	0,2	0,8	-	1,0
Territoires du Nord-Ouest	< 1	< 1	190	480	0,7	1,8	0,1	2,6

Tableau 10 : Valeur actuelle des avantages pour la santé associés aux normes de rendement pour les moteurs, par province et territoire du Canada et par impact sur la santé (de 2013 à 2035, en millions de dollars) [suite]

Région	Totaux cumulatifs de certains impacts sur la santé				Valeur actuelle des impacts des polluants sur la santé évités au total (en millions de dollars)			
	Mortalité prématurée	Problèmes cardiaques et respiratoires — Visites en salle d'urgence	Jours de symptômes d'asthme	Jours d'activité restreinte pour les non asthmatiques	MP _{2,5}	Ozone	Autres (NO _x)	Total
Nunavut	< 1	< 1	10	21	-	0,1	-	0,1
Canada	1 400	1 600	320 000	1 000 000	2 344,1	3 181,7	961,2	6 487,1

Remarque : Les impacts sur la santé des PM_{2,5} à Terre-Neuve-et-Labrador, sur l'Île-du-Prince-Édouard et en Nouvelle-Écosse ne sont pas présentés, car il n'a pas été possible d'effectuer une évaluation précise de ces changements très marginaux dans les niveaux de matières particulaires dans l'air ambiant. Les valeurs sont exprimées en dollars constants de 2012 (en millions) au moyen d'un taux d'actualisation de 3 % avec 2013 comme année de référence. Les totaux de chaque province ou territoire peuvent ne pas correspondre au total pour le Canada une fois additionnés, car ils ont été arrondis. Un tiret (-) indique que les valeurs sont inférieures à 50 000 \$.

4.2.6 Avoided costs — Net fuel savings

Engine operators are expected to meet the proposed performance standards by adopting engine technologies that reduce NO_x emissions. Some of these technologies for some engine models improve engine efficiency while reducing emissions. In the regulatory scenario, fuel saved as a result of the replacement of engines due to natural capital turnover and the retrofit of, or replacement with, engines equipped with rich-to-lean-burn engine management systems outweigh increased fuel consumption by engines retrofitted or replaced with those equipped with catalytic reduction. To calculate avoided cost due to reduced fuel consumption, energy savings were converted to fuel savings using standard metrics. The technologies applied are expected to reduce natural gas consumption by 65.7 million MMBtu over the period of 2013–2035. The estimated value of avoided fuel cost associated with the decreased consumption is \$152 million.²⁶

Net fuel savings benefits are negative at the start of the period since a greater number of engines are replaced with engines equipped with catalytic reduction, which range from being 1%–4% less efficient than technology that would otherwise be applied in the BAU scenario. Beyond 2020, the net fuel saved (and thus GHG avoided) increases as more equipment is replaced by or retrofitted with rich-to-lean engine management systems and pre-combustion chamber equipped engines.

4.2.6 Coûts évités — Économies nettes de carburants

On s'attend à ce que les exploitants de moteurs se conforment aux normes de rendement proposées en adoptant des technologies pour les moteurs qui réduisent les émissions de NO_x. Certaines de ces technologies pour certains modèles de moteurs améliorent l'efficacité du moteur tout en réduisant les émissions. Dans le scénario réglementaire, le carburant économisé grâce au remplacement des moteurs en raison de la rotation du capital naturel et à la mise à niveau ou au remplacement des moteurs équipés de systèmes de gestion de moteur qui convertit le moteur à mélange riche en moteur à mélange pauvre l'emporte sur la consommation accrue de carburant des moteurs remis à niveau ou remplacés par ceux équipés de catalyseurs à trois voies. Afin de calculer le coût évité grâce à une consommation réduite de carburant, on a converti les économies d'énergie en économies de carburant à l'aide de mesures standards. Les technologies employées devraient permettre de réduire la consommation en gaz naturel de 65,7 millions de MMBtu pendant la période allant de 2013 à 2035. La valeur estimée du coût en carburant évité associé à la diminution de la consommation est de 152 millions de dollars²⁶.

Les avantages nets dus aux économies de carburant sont négatifs au début de la période puisqu'un plus grand nombre de moteurs est remplacé par des moteurs équipés de catalyseurs à trois voies, qui sont de 1 à 4 % moins efficaces que la technologie qui, autrement, serait utilisée dans le scénario de maintien du statu quo. Au-delà de 2020, le taux de carburant net économisé (et, par conséquent, celui des gaz à effet de serre évité) augmente à mesure que les équipements sont remplacés par des moteurs équipés de systèmes de gestion de moteur qui convertit le moteur à mélange riche en moteur à mélange pauvre et de chambres de pré-combustion ou que les moteurs sont mis à niveau.

²⁶ Fuel cost is determined by multiplying the quantity of engines by the brake-specific fuel consumption of each engine model, by engine power, load, utilization and \$/Btu, assuming a constant natural gas price of \$4/MMBtu (i.e. a conservative estimate, given forecasts of gas prices by Sproule and Associates, available at www.sproule.com/forecasts/archives). The brake-specific fuel consumption of each engine model and the impact on fuel consumption associated to the different control technology were provided by Accurata Inc. A range of fuel prices is considered in the sensitivity analysis in section 7.

²⁶ Le coût du carburant est déterminé en multipliant la quantité de moteurs par la consommation spécifique de combustible au frein pour chaque modèle de moteur, par la puissance du moteur, la charge, l'utilisation et le prix en dollars par Btu, en supposant un prix du gaz naturel constant de 4 \$/MMBtu (soit une estimation conservatrice, étant donné les prévisions concernant le prix du gaz de Sproule and Associates accessibles au lien www.sproule.com/forecasts/archives, en anglais seulement). Les données sur la consommation de carburant spécifiques aux freins précise de chaque modèle de moteur et sur l'impact sur la consommation de carburant associée à la technologie de contrôle différente ont été fournies par Accurata Inc. Un éventail de prix du carburant est présenté dans l'analyse de sensibilité de la section 7.

4.2.7 Greenhouse gas benefits

The estimated reduction in fuel consumed in the regulatory scenario relates to a decrease of 3.4 million tonnes of CO₂ over the period of 2013–2035. Based on current literature, and in line with the approach adopted by the U.S. Interagency Working Group on the Social Cost of Carbon in 2010,²⁷ the recommendation of the federal interdepartmental working group is that it is reasonable to use two SCC values: (1) a “central value” of \$29.06/tonne of CO₂ in 2013, increasing at a given percentage each year associated with the expected growth in damages; and (2) a “higher bound value” starting at \$115.18/tonne in 2013, reflecting arguments raised by academic experts regarding the treatment of right-skewed probability distributions of the SCC in cost-benefit analyses.

Based on an estimated SCC central value, the present value of incremental GHG emission benefits is estimated to be approximately \$77 million over the period of 2013–2035.²⁸ Based on the higher bound value, the present value of incremental GHG emission benefits is estimated to be approximately \$305 million over the same period.

4.2.8 Total benefits

It is estimated that the present value of aggregate national environmental, health, avoided fuel consumption and GHG benefits associated with the performance standards for engines will amount to about \$6.96 billion over the period. Figure 1 shows the distribution of environmental and health benefits across Canada. The vast majority of the expected benefits are in Alberta.

4.2.7 Avantages relatifs aux gaz à effet de serre

La réduction en consommation de carburant estimée dans le scénario réglementaire se fonde sur une diminution de 3,4 millions de tonnes de dioxyde de carbone (CO₂) pendant la période allant de 2013 à 2035. Selon la documentation actuelle et conformément à l'approche adoptée par l'Interagency Working Group on the Social Cost of Carbon des États-Unis en 2010²⁷, le groupe de travail interministériel fédéral précise qu'il est raisonnable d'utiliser deux valeurs pour le CSC, soit : (1) une « valeur centrale » de 29,06 \$/tonne de CO₂ en 2013, qui augmente à un pourcentage donné chaque année conformément à la croissance attendue des dommages; (2) une valeur du 95^e centile commençant à 115,18 \$/tonne en 2013, pour refléter des arguments avancés par les experts universitaires concernant le traitement de l'asymétrie à droite de la distribution de probabilité du CSC dans les analyses coûts-avantages.

Selon une estimation de la valeur centrale du CSC, la valeur actuelle des avantages différentiels associés aux émissions de gaz à effet de serre est estimée à environ 77 millions de dollars pour la période allant de 2013 à 2035²⁸. Selon une estimation de la valeur du 95^e centile du CSC, la valeur actuelle des avantages différentiels associés aux émissions de gaz à effet de serre est estimée à environ 305 millions de dollars pour la même période.

4.2.8 Total des avantages

On estime que la valeur actuelle du total des avantages cumulés à l'échelle nationale (pour l'environnement, la santé, la consommation de carburant évitée et les avantages relatifs à la réduction des émissions de gaz à effet de serre), qui sont associés aux normes de rendement pour les moteurs, s'élèvera à environ 6,96 milliards de dollars au cours de la période. La figure 1 illustre la répartition des avantages pour l'environnement et la santé dans tout le Canada. La vaste majorité des avantages attendus se manifestent en Alberta.

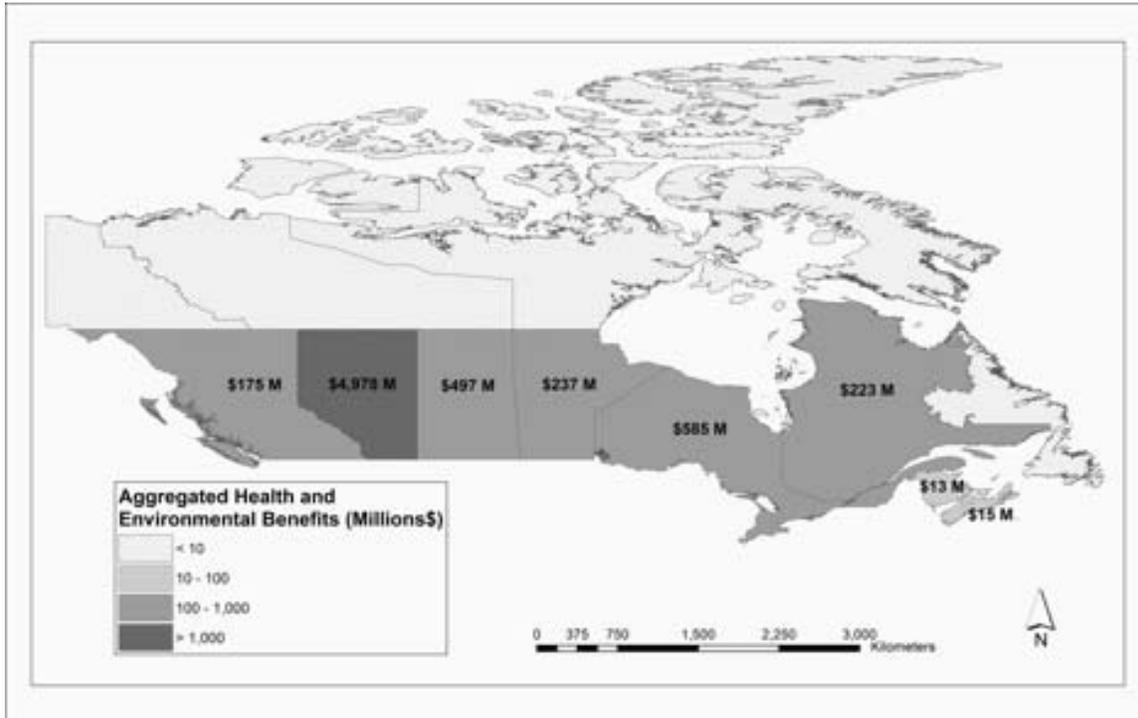
²⁷ U.S. Interagency Working Group on the Social Cost of Carbon paper: IWGSCC, 2010, “Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis Under Executive Order 12866,” U.S. Government.

²⁸ The SCC (social cost of carbon) represents the monetary value of avoided global climate change damages from GHG reductions. See section 3.5 for more details.

²⁷ Document de l'Interagency Working Group on the Social Cost of Carbon des États-Unis : IWGSCC, 2010, « Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis Under Executive Order 12866 », gouvernement des États-Unis.

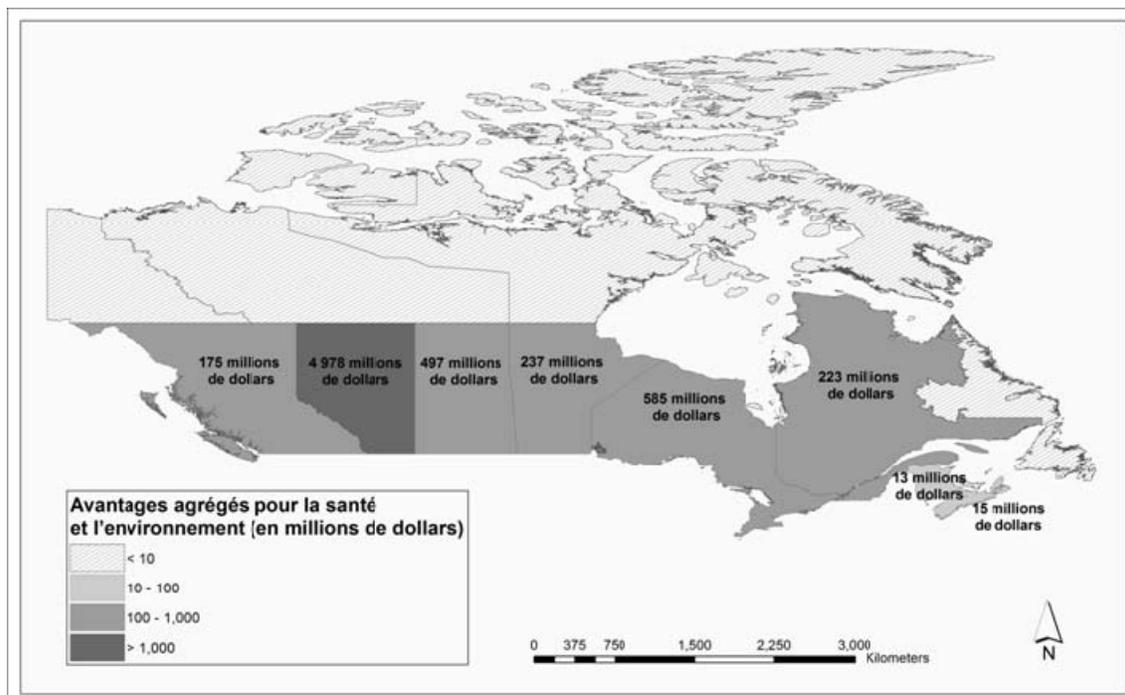
²⁸ Le CSC (coût social du carbone) représente la valeur monétaire des dommages associés aux changements climatiques mondiaux qui ont pu être évités grâce à la réduction des gaz à effet de serre. Pour obtenir plus de détails, veuillez consulter la section 3.5.

Figure 1: Aggregated Present Value of Environmental and Health Benefits Associated with the Performance Standards for Engines, by Canadian Province/Territory (2013–2035)



Note: Results are expressed in constant 2012 dollars (millions) using a 3% discount rate to a base year of 2013.

Figure 1 : Valeur actuelle cumulée des avantages pour l'environnement et la santé (2013-2035)



Remarque : Les résultats sont exprimés en dollars constants de 2012 (en millions) à l'aide d'un taux d'actualisation de 3 % avec 2013 comme année de référence.

4.3 Costs — Engines

4.3.1 Costs to operators of engines

In the analysis, incremental costs are incurred as technology in the Canadian fleet of engines changes to comply with the proposed performance standards.

For modern engines, Environment Canada identified cost-effective replacement technologies that could be applied practically and economically. The analysis considered several parameters, including whether or not an engine model is available for purchase on the market, capital cost, maintenance cost, and the fuel consumption characteristics for each engine model and retrofit option. The most cost-effective option for each model is considered to be the minimum total capital and operating cost relative to NO_x reduction potential. Where specific engine model cost characteristics were not available, the cost of a model with a similar rated power was applied. If new or lower-priced technologies become available on the market at a lower cost, then actual costs of implementation would be lower. Figure 2 depicts the framework for the replacement of original engines at end of life. Table 11 and Table 12 illustrate the range of costs associated with control technologies by engine type.

4.3 Coûts — Moteurs

4.3.1 Coûts pour les exploitants de moteurs

Dans l'analyse, les coûts différentiels sont engagés à mesure que la technologie du parc canadien des moteurs change aux fins de conformité avec les normes de rendement proposées.

Pour les moteurs modernes, Environnement Canada a trouvé des technologies de remplacement rentables qui pourraient être utilisées d'un point de vue pratique et économique. Dans le cadre de l'analyse, plusieurs paramètres ont été pris en considération, y compris le fait qu'un modèle de moteur puisse ou non être acheté sur le marché, le coût en capital, le coût d'entretien, ainsi que les caractéristiques en matière de consommation de carburant pour chaque modèle de moteur et possibilité de mise à niveau. On considère que la solution la plus rentable pour chaque modèle est celle qui engage le moins de capital et de coûts d'exploitation par rapport au potentiel de réduction de NO_x. Lorsque les caractéristiques précises des coûts d'un modèle de moteur n'étaient pas disponibles, on a appliqué le coût d'un modèle d'une puissance nominale similaire. Si de nouvelles technologies ou des technologies moins coûteuses deviennent disponibles sur le marché à un coût moins élevé, les coûts réels de mise en œuvre seraient également moins élevés. La figure 2 illustre le cadre de remplacement des moteurs originaux à la fin de leur vie. Les tableaux 11 et 12 illustrent l'éventail des coûts associés aux technologies anti-pollution par type de moteur.

Figure 2: Framework for Replacement of Original Engines When They Reach End of Life (UOG Sector)

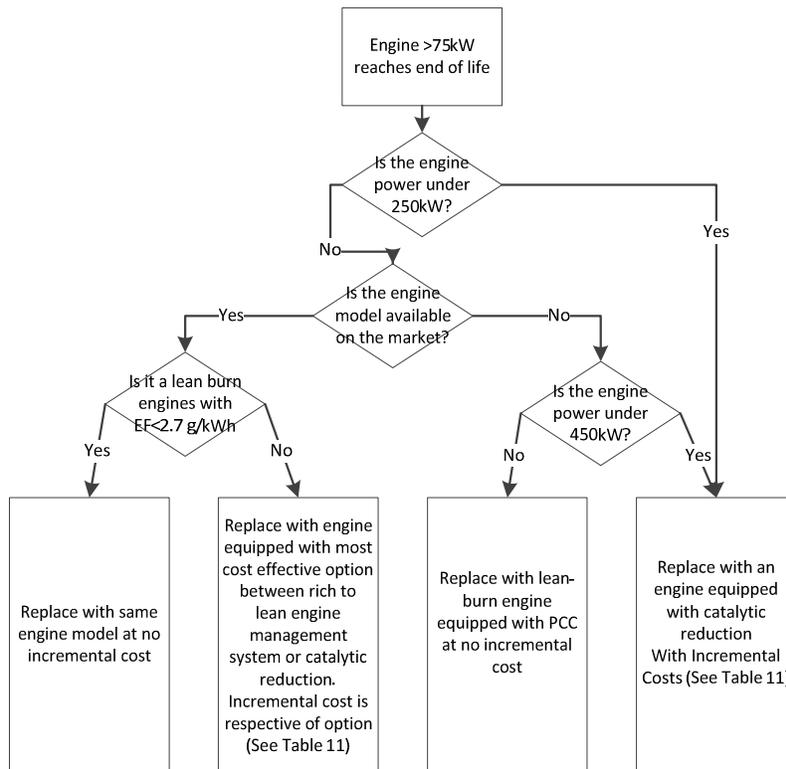


Figure 2 : Cadre de remplacement des moteurs originaux en fin de vie utile (secteur de la production de pétrole et de gaz en amont)

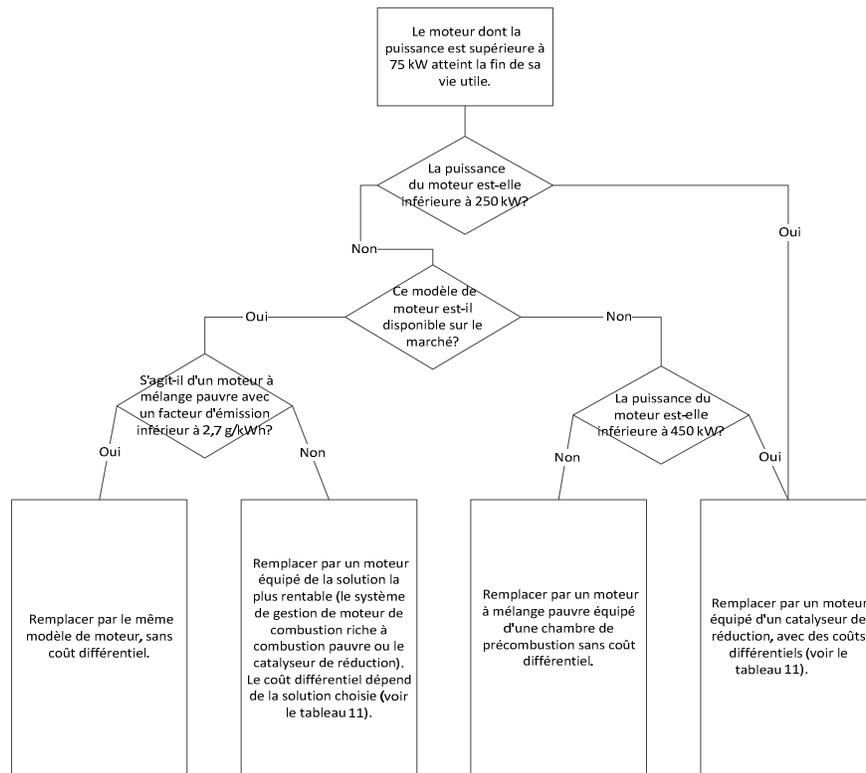


Table 11: Incremental Costs for Modern Rich-Burn Engines

Engine type	Control Technology	One-Time Incremental Capital Cost per Engine (\$)	Annual Incremental Maintenance Cost per Engine (\$)	Annual Incremental Fuel Consumed per Engine (%)
Rich-burn <250 kW, no longer available for purchase	Non-selective catalytic reduction at 2.7 g/kWh	40,000	20,000	+2%
Rich-burn still available for purchase	Non-selective catalytic reduction at 2.7 g/kWh	40,000 to 120,000	20,000 to 28,000	+2% to +4%
	Rich-to-lean engine management system at 2.7 g/kWh	55,000 to 159,600	-15,000	-5%

Note: Values are expressed in constant 2012 dollars.

Tableau 11 : Coûts différentiels pour les moteurs modernes à mélange riche

Type de moteur	Technologie antipollution	Coût en capital différentiel non-récurrent par moteur (en dollars)	Coût différentiel annuel d'entretien par moteur (en dollars)	Consommation différentielle annuelle en carburant par moteur (en %)
Moteur à mélange riche d'une capacité supérieure à 250 kW, qui n'est plus disponible sur le marché	Catalyseur à trois voies à 2,7 g/kWh	40 000 \$	20 000 \$	+2 %
Moteur à mélange riche encore disponible sur le marché	Catalyseur à trois voies à 2,7 g/kWh	de 40 000 \$ à 120 000 \$	de 20 000 \$ à 28 000 \$	de +2 % à +4 %
	Système de gestion de moteur qui convertit le moteur à mélange riche en moteur à mélange pauvre à 2,7 g/kWh	de 55 000 \$ à 159 600 \$	-15 000 \$	-5 %

Remarque : Les valeurs sont exprimées en dollars constants de 2012.

Since the fleet average NO_x changes that result from natural replacement are not sufficient to bring the Canadian fleet into compliance with performance standards associated with the years 2021 and 2026, original engines remaining in the population were then assumed to be retrofitted or replaced with the most cost-effective technology option until fleet-wide performance standards were achieved. To meet performance standards, 22 engines were required to be retrofitted before 2021, and 1 117 were required to be retrofitted (1 047) or replaced (70) before 2026. The range of costs associated with the retrofit options used in the analysis is presented in Table 12, depending on the engine model.

Table 12: Summary of Retrofit Technologies and Costs for Original Engines²⁹

Control technology	One-time capital cost per engine (\$)	Annual incremental operation and maintenance cost per engine — excluding fuel (\$)	Annual incremental fuel consumed per engine (%)
Rich-to-lean engine management system	55,000 to 125,000	-15,000	-10% to -5%
Non-selective catalytic reduction	35,000 to 185,000	3,000 to 9,000	+1% to +2%
Replacement with pre-combustion chamber (PCC) equipped engine	883,500 to 2,549,779	-71,992 to -17,459	-29% to -19%

Note: Values are expressed in constant 2012 dollars.

- Capital costs

For this analysis, the incremental capital cost is (1) the total incremental cost of retrofit technology when applied to an original engine; and (2) the incremental cost of compliant modern engines compared to non-compliant modern engines. The present value of capital cost over the period 2013 to 2035 is presented in Table 13.

- Non-fuel operating and maintenance costs

Operating costs are considered to be the incremental annual cost of maintenance attributable to technology choices required to meet the performance standards in the regulatory scenario. As outlined in Tables 11 and 12 above, some technologies that meet the performance standards are estimated to require additional maintenance on an annual basis (non-selective catalytic reduction) whereas others are estimated to require less maintenance (rich-to-lean engine management system). The net effect of technology choices on maintenance cost is positive (i.e. a net incremental cost) for the choices modelled. The present value of maintenance cost over the period from 2013 to 2035 is presented in Table 13.

Puisque les changements à la moyenne d'émissions de NO_x du parc, résultant du remplacement naturel, ne sont pas suffisants pour rendre le parc canadien conforme aux normes de rendement associées aux années 2021 et 2026, on a supposé que des moteurs originaux restants ont été mis à niveau ou remplacés par l'option technologique la plus rentable jusqu'à ce que les normes de rendement pour la moyenne du parc soient respectées. Pour répondre aux normes de rendement, 22 moteurs doivent être mis à niveau avant 2021 et 1 117 moteurs doivent être mis à niveau (1 047) ou remplacés (70) avant 2026. L'éventail des coûts associés aux choix de mise à niveau utilisés dans l'analyse est présenté au tableau 12, en fonction du modèle du moteur.

Tableau 12 : Résumé des technologies d'adaptation antipollution et des coûts connexes pour les moteurs originaux²⁹

Technologie d'adaptation antipollution	Coût en capital non-récurrent par moteur (en dollars)	Coût différentiel annuel d'exploitation et d'entretien par moteur, à l'exception du carburant (en dollars)	Consommation différentielle annuelle en carburant par moteur (en %)
Système de gestion de moteur qui convertit le moteur à mélange riche en moteur à mélange pauvre	de 55 000 \$ à 125 000 \$	-15,000 \$	de -10 % à -5 %
Catalyseur de réduction non sélectif	de 35 000 \$ à 185 000 \$	de 3 000 \$ à 9 000 \$	de +1 % à +2 %
Remplacement par un moteur équipé d'une chambre de précombustion	de 883 500 \$ à 2 549 779 \$	de -71 992 \$ à -17 459 \$	de -29 % à -19 %

Remarque : Les valeurs sont exprimées en dollars constants de 2012.

- Coûts en capital

Pour cette analyse, le coût différentiel en capital comprend (1) le coût différentiel total de la technologie d'adaptation antipollution lorsqu'elle est utilisée sur un moteur original et (2) le coût différentiel de moteurs modernes conformes par rapport aux moteurs modernes non conformes. La valeur actuelle du coût en capital au cours de la période allant de 2013 à 2035 est présentée dans le tableau 13.

- Coûts d'exploitation et d'entretien hors combustibles

Les coûts d'exploitation sont considérés comme étant le coût différentiel annuel de l'entretien attribuable à des choix technologiques nécessaires pour répondre aux normes de rendement dans le scénario réglementaire. Comme il est indiqué dans les tableaux 11 et 12 ci-dessus, on estime que certaines technologies conformes aux normes de rendement nécessitent un entretien supplémentaire chaque année (catalyseur à trois voies), alors que d'autres technologies nécessiteraient moins d'entretien (système de gestion de moteur qui convertit le moteur à mélange riche en moteur à mélange pauvre). L'effet net des choix technologiques sur le coût d'entretien est positif (soit un coût différentiel net) pour les choix modélisés. La valeur actuelle du coût d'entretien au cours de la période allant de 2013 à 2035 est présentée dans le tableau 13.

²⁹ The range of capital, maintenance, and fuel pertains to the range of retrofits applied to the population of engines in the regulatory scenario.

²⁹ L'éventail des fonds, des coûts d'entretien et des coûts en carburant correspond à l'éventail des coûts de mise à niveau appliqués aux moteurs dans le scénario réglementaire.

- Administrative costs

Administrative costs include estimated costs of learning about the regulations, preparing, updating and submitting the engine registry, notifying the Minister when a responsible person elects to use the fleet average option, reporting the operating hours of low-use engines, the test results and the fleet average as well as preparing and maintaining records (as described in detail in the section “‘One-for-One’ Rule’ below). The present value of reporting and administrative costs over the period from 2013 to 2035 is presented in Table 13.

- Other compliance costs

Other compliance costs include estimated costs of conducting tests, preparing engines for testing, adjustment of air-fuel ratio, and calculation of fleet-wide or flat-limit emissions. The present value of these other compliance costs over the period 2013 to 2035 is presented in Table 13.

- Total compliance costs

Total compliance costs are estimated to be \$463 million over the period 2013 to 2035.

- Coûts administratifs

Les coûts administratifs comprennent les coûts estimatifs de l'apprentissage de la réglementation, de la préparation, de la mise à jour et de la transmission du registre des moteurs, du fait d'avertir le ministre lorsqu'une personne responsable choisit d'opter pour la moyenne du parc, de la déclaration des heures de fonctionnement des moteurs à faible utilisation, des résultats des essais et de la moyenne du parc, ainsi que de la préparation et de la tenue des dossiers (comme il est décrit en détail dans la section sur la “Règle du « un pour un »” ci-dessous). La valeur actuelle des coûts administratifs et de production de rapports au cours de la période allant de 2013 à 2035 est présentée dans le tableau 13.

- Autres coûts liés à la conformité

Les autres coûts liés à la conformité comprennent les coûts estimatifs de la réalisation d'essais, de la préparation des moteurs pour les essais, de l'ajustement du rapport air-combustible, et du calcul des émissions de l'ensemble du parc ou de la limite uniforme. La valeur actuelle de ces autres coûts liés à la conformité au cours de la période allant de 2013 à 2035 est présentée dans le tableau 13.

- Total des coûts liés à la conformité

Le total des coûts liés à la conformité est estimé à 463 millions de dollars pour la période allant de 2013 à 2035.

Table 13: Summary of Costs for Operators of Engines (\$ Millions, Present Value)

Present value	2013–2020	2021–2025	2026–2030	2031–2035	Combined 2013–2035
Capital costs	47.2	135.7	10.6	10.2	203.7
Non-fuel operating and maintenance	52.9	47.7	39.4	49.1	189.1
Administrative costs	0.3	0.5	0.4	0.3	1.4
Other compliance costs	8.8	24.1	19.5	16.3	68.7
Total cost for operators of engines	109.2	208.0	69.9	75.9	462.9

Note: Results are expressed in constant 2012 dollars (millions) using a 3% discount rate to a base year of 2013. Totals may not add up due to rounding.

Tableau 13 : Résumé des coûts relatifs aux exploitants de moteurs (en millions de dollars, valeur actuelle)

Valeur actuelle	2013-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total pour la période de 2013 à 2035
Coûts en capital	47,2	135,7	10,6	10,2	203,7
Coûts d'exploitation et d'entretien hors combustibles	52,9	47,7	39,4	49,1	189,1
Coûts administratifs	0,3	0,5	0,4	0,3	1,4
Autres coûts liés à la conformité	8,8	24,1	19,5	16,3	68,7
Total des coûts relatifs aux exploitants de moteurs	109,2	208,0	69,9	75,9	462,9

Remarque : Les résultats sont exprimés en dollars constants de 2012 (en millions) à un taux d'actualisation de 3 % avec 2013 comme année de référence. Les chiffres de chaque colonne peuvent ne pas correspondre au total de la dernière colonne une fois additionnés, car ils ont été arrondis.

4.3.2 Costs to Government

Costs of the Regulations to the Government of Canada fall into three principal categories: compliance promotion costs, enforcement costs, and regulatory administration costs. The estimates of these are described below.

Compliance promotion: It is anticipated that incremental compliance promotion costs for the federal government would be \$534,000 from 2013 to 2035 to account for the effort required to inform businesses about the proposed Regulations. Compliance

4.3.2 Coûts pour le gouvernement

Les coûts du Règlement pour le gouvernement du Canada sont classés dans trois catégories principales : les coûts liés à la promotion de la conformité, les coûts liés à l'application de la loi et les coûts administratifs liés au Règlement. Les estimations de ces coûts sont décrites ci-dessous.

Promotion de la conformité : On estime les coûts différentiels liés à la promotion de la conformité pour le gouvernement fédéral à 534 000 \$ de 2013 à 2035, afin de tenir compte des efforts nécessaires pour informer les entreprises du projet de règlement. Les

promotion activities may include information sessions and the distribution of promotional material. Particular emphasis would be placed on the new emissions standards and reporting requirements. All compliance promotion activities would be adjusted according to compliance analyses or if unforeseen compliance challenges arise.

Enforcement: The federal government would incur incremental costs related to training, inspections, investigations, and measures to deal with any alleged violations. With respect to enforcement costs, a one-time amount of \$233,000 would be required for the training of enforcement officers and to meet information management requirements. The total present value of enforcement costs over the period are estimated to be about \$4.4 million, comprising the costs of inspections (which include operation and maintenance costs, transportation and sampling costs), investigations, measures to deal with alleged violations (including warnings, environmental protection compliance orders and injunctions) and prosecutions.

Regulatory administration: Administration costs are expected to be incurred by the federal government in order to develop reporting infrastructure and to support submissions from regulatees on an ongoing basis. The present value of reporting and administrative costs over the period from 2013 to 2035 is approximately \$2.4 million.

The present value of the costs related to these three categories are estimated to total \$7.3 million over the 2013 to 2035 period in this analysis, and are presented in Table 14.

4.4 Summary of benefits and costs — Engines

Table 14 below summarizes the benefits and costs of the proposed performance standard for engines.

activités de promotion de la conformité comprendront peut-être des séances d'information et la distribution de matériel promotionnel. Un accent particulier serait mis sur les nouvelles normes d'émissions et exigences en matière de déclaration. Toutes les activités de promotion de la conformité seraient ajustées en fonction des analyses de la conformité ou en cas de problèmes de conformité imprévus.

Application de la loi : Le gouvernement fédéral assumerait des coûts différentiels liés à la formation, aux inspections, aux enquêtes et aux mesures relatives aux infractions présumées. En ce qui concerne les coûts liés à l'application de la loi, un montant unique de 233 000 \$ serait nécessaire pour la formation des agents d'application de la loi et pour satisfaire aux exigences en matière de gestion de l'information. On estime la valeur totale actuelle des coûts liés à l'application de la loi au cours de cette période à environ 4,4 millions de dollars, ce qui inclut les coûts liés aux inspections (y compris les coûts liés à l'exploitation, à l'entretien, au transport et à l'échantillonnage), aux enquêtes, aux mesures relatives aux infractions présumées (y compris les avertissements, les ordonnances exécutoires en matière de protection de l'environnement et les injonctions) et aux poursuites.

Gestion du règlement : On s'attend à ce que le gouvernement fédéral assume les coûts administratifs liés à la création d'une infrastructure pour la déclaration et afin d'appuyer les soumissions des parties réglementées de façon continue. La valeur actuelle des coûts administratifs et de production de rapports au cours de la période allant de 2013 à 2035 est d'environ 2,4 millions de dollars.

On estime la valeur actuelle des coûts liés à ces trois catégories à 7,3 millions de dollars au total pour la période de 2013 à 2035 dans cette analyse, et elle est présentée dans le tableau 14.

4.4 Résumé des coûts et des avantages — Moteurs

Le tableau 14 ci-dessous résume les avantages et les coûts liés à la norme de rendement proposée pour les moteurs.

Table 14: Summary of Main Results — Engines (\$ Millions)*

Incremental costs and benefits	2013–2020	2021–2025	2026–2030	2031–2035	Total 2013–2035	
					Undiscounted	Discounted
A. Quantified impacts (\$ millions)						
<i>Benefits to Canadians</i>						
Environmental benefits (agriculture, soiling, visibility)	22.9	58.3	151.4	155.2	245.4	
GHG benefits (central)	-0.3	11.1	54.5	61.9	76.8	
Health benefits	522.4	1,329.0	3,876.3	4,670.4	6,486.8	
Benefits to industry (net fuel savings)	-1.1	41.0	102.7	105.0	152.3	
Total benefits	543.9	1,439.4	4,184.9	4,992.5	6,961.3	
<i>Costs to industry</i>						
Capital costs	53.9	190.9	16.6	18.4	203.7	
Non-fuel operating and maintenance	60.6	63.5	61.6	89.0	189.1	
Administrative costs	0.3	0.6	0.6	0.6	1.4	
Other compliance costs	10.5	32.4	30.4	29.4	68.7	
Subtotal	125.3	287.4	109.2	137.4	462.9	
<i>Costs to Government</i>						
Compliance promotion, enforcement, and regulatory administration	4.2	1.9	1.8	1.8	7.3	
Total costs	129.5	289.3	111.0	139.2	470.2	
Net benefits (with central value of SCC)	414.4	1,150.1	4,073.9	4,853.3	6,491.1	
Benefit-to-cost ratio (central)	4.2	5.0	37.7	35.9	14.8	

Table 14: Summary of Main Results — Engines (\$ Millions)* — Continued

Incremental costs and benefits	2013–2020	2021–2025	2026–2030	2031–2035	Total 2013–2035
	Undiscounted				Discounted
B. Quantified impacts (SCC value at 95th percentile)					
GHG benefits	-1.2	44.2	216.4	245.4	304.7
Total benefits	543.0	1,472.5	4,346.8	5,176.0	7,189.2
Net benefits (with 95th percentile of SCC)	413.5	1,183.2	4,235.8	5,036.8	6,719.0
C. Quantified impacts, non-monetized — e.g. from a risk assessment					
Reduction in fuel consumed (MMBtu)	-40,228	10,983,299	27,013,596	27,693,682	65,650,348
Reduction in NO _x (kt)	133	297	678	667	1,775
Reduction in GHG (kt)	-2	568	1,397	1,432	3,396

* All numbers are undiscounted except for total (present value) numbers, which are discounted to 2013 using a 3% discount rate.

Tableau 14 : Résumé des principaux résultats — Moteurs (en millions de dollars)*

Coûts et avantages différentiels	2013-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total pour la période de 2013 à 2035
	Valeur non actualisée				Valeur actualisée
A. Impacts quantifiés (en millions de dollars)					
<i>Avantages pour les Canadiens</i>					
Avantages pour l'environnement (agriculture, souillures, visibilité)	22,9	58,3	151,4	155,2	245,4
Avantages concernant les gaz à effet de serre (valeur centrale)	-0,3	11,1	54,5	61,9	76,8
Avantages pour la santé	522,4	1 329,0	3 876,3	4 670,4	6 486,8
<i>Avantages pour l'industrie</i> (économies nettes carburant)	-1,1	41,0	102,7	105,0	152,3
Avantages totaux	543,9	1 439,4	4 184,9	4 992,5	6 961,3
<i>Coûts pour l'industrie</i>					
Coûts en capital	53,9	190,9	16,6	18,4	203,7
Coûts d'exploitation et d'entretien hors combustibles	60,6	63,5	61,6	89,0	189,1
Coûts administratifs	0,3	0,6	0,6	0,6	1,4
Autres coûts liés à la conformité	10,5	32,4	30,4	29,4	68,7
Sous-total	125,3	287,4	109,2	137,4	462,9
<i>Coûts pour le gouvernement</i>					
Promotion de la conformité, application de la loi et gestion du Règlement	4,2	1,9	1,8	1,8	7,3
Coûts totaux	129,5	289,3	111,0	139,2	470,2
Avantages nets (avec une valeur centrale du CSC)	414,4	1 150,1	4 073,9	4 853,3	6 491,1
Ratio avantages-coûts (valeur centrale)	4,2	5,0	37,7	35,9	14,8
B. Impacts quantifiés (valeur du 95^e centile du CSC)					
<i>Avantages concernant les gaz à effet de serre</i>	-1,2	44,2	216,4	245,4	304,7
Avantage totaux	543,0	1 472,5	4 346,8	5 176,0	7 189,2
Avantages nets (avec la valeur du 95 ^e centile du CSC)	413,5	1 183,2	4 235,8	5 036,8	6 719,0
C. Impacts quantifiés non exprimés en termes monétaires (par exemple provenant d'une évaluation des risques)					
Réduction de la consommation de carburant (en millions de dollars Btu)	-40 228	10 983 299	27 013 596	27 693 682	65 650 348
Réduction des émissions de NO _x (kt)	133	297	678	667	1 775
Réduction des émissions de gaz à effet de serre (kt)	-2	568	1 397	1 432	3 396

* Tous les nombres ne sont pas actualisés, sauf pour le nombre total (valeur actuelle), qui est actualisé pour 2013 à un taux d'actualisation de 3 %.

5. Benefits and costs — Boilers and heaters

5.1 Analytical framework

5.1.1 Equipment profile

A boiler or a heater is used primarily to generate steam for industrial processes and heating. Boilers and heaters comprise a

5. Avantages et coûts — Chaudières et fours industriels

5.1 Cadre analytique

5.1.1 Profil de l'équipement

Une chaudière ou un four industriel sert principalement à produire de la vapeur pour les procédés industriels et le chauffage.

burner, the combustion chamber, pressure vessel (only for boilers) and control/monitoring equipment. The design of the burner is the most important determinant of NO_x emissions intensity. In most cases, burners can be swapped out of a given system for burners that were designed for lower NO_x emission intensities. Burners tend to reach the end of their useful life before the pressure vessel and other components.

Large (over 10.5 GJ/hr rated capacity) gaseous-fuelled boilers and heaters affected by the proposed performance standards are found in most AQMS sectors, but are most prevalent in the oil sands, upstream oil and gas, and pulp and paper sectors.

5.1.2 Business as usual scenario

The business as usual scenario assumes that the proposed Regulations are not implemented and that utilization of boiler and heater technologies which affect NO_x emissions remains consistent over the period of the analysis. Equipment is replaced with equipment of the same rated capacity. Quantities of boilers and heaters are expected to grow in parallel to the energy demand by each industrial sector (as described in section 5.1.4). The BAU scenario therefore accounts for the projected boiler and heater population for 2013 to 2035 and estimates the resulting emissions.

5.1.3 Regulatory scenario

The proposed performance standards would limit the amount of NO_x that large gaseous-fuelled boilers and heaters in AQMS sectors are permitted to emit for modern and original equipment. Performance standards are listed in Table 3.

For original equipment, the proposed Regulations gradually phase-in NO_x emission limits over time. Original equipment that emits NO_x at the highest intensity (i.e. greater than 80 g/GJ, or “Class 80”) would be required to meet the performance standards by 2026. Equipment emitting between 70 g/GJ and 80 g/GJ (“Class 70”) would be required to meet the performance standards by 2036. Nonetheless, since the population of equipment affected by the original equipment performance standards all approach or exceed the end of their useful engineering life by the time compliance dates would come into force, it is expected that firms are likely to replace rather than retrofit these boilers, and therefore be subject to the requirements for modern equipment. Installation, operation and maintenance are assumed to be equivalent in the BAU and regulatory scenario.

Original equipment that emits less than 70 g/GJ is not subject to performance standards as long as they remain below this level. They would, however, be subject to the modern equipment performance standards when they are replaced with modern equipment due to natural capital turn-over.

Modern boilers and heaters (i.e. those that are installed after the proposed Regulations come into effect, whether as a replacement for original equipment, or new modern equipment resulting from economic growth) must be compliant with the performance standards for modern equipment as listed in Table 3.

Les chaudières et les fours industriels sont constitués d'un brûleur, d'une chambre de combustion, d'un appareil à pression et d'un équipement de contrôle ou de surveillance. La conception du brûleur est l'élément le plus important qui déterminera l'intensité des émissions de NO_x. Dans la plupart des cas, on peut l'échanger avec un brûleur d'un autre système conçu pour émettre moins de NO_x. Les brûleurs ont tendance à atteindre la fin de leur durée de vie utile avant l'appareil à pression et d'autres composants.

Les chaudières et les fours industriels de grande capacité (plus de 10,5 GJ/h de capacité nominale) fonctionnant aux combustibles gazeux qui sont assujettis aux normes de rendement proposées se trouvent dans la plupart des secteurs visés par le SGQA, mais surtout dans les secteurs des sables bitumineux, de la production de pétrole et de gaz en amont, et des pâtes et papiers.

5.1.2 Scénario de maintien du statu quo

Dans le scénario de maintien du statu quo, on part du principe que le projet de règlement n'est pas mis en œuvre et que le recours aux technologies relatives aux chaudières et aux fours industriels, qui influent sur les émissions de NO_x, reste cohérent pendant la période de l'analyse. L'équipement est remplacé par un équipement ayant la même capacité nominale. Le nombre de chaudières et de fours industriels devrait croître conformément à la demande en énergie de chaque secteur industriel (comme il est décrit à la section 5.1.4). Par conséquent, le scénario de maintien du statu quo prend en compte le nombre total prévu de chaudières et de fours industriels de 2013 à 2035 et fait une estimation des émissions qui en résulteront.

5.1.3 Scénario réglementaire

Les normes de rendement proposées limiteraient la quantité de NO_x que les chaudières et les fours industriels de grande capacité fonctionnant aux combustibles gazeux des secteurs visés par le SGQA sont autorisés à émettre pour un équipement moderne ou original. Les normes de rendement sont énumérées dans le tableau 3.

Pour l'équipement original, le projet de règlement prévoit la mise en place progressive des limites d'émission de NO_x au fil du temps. L'équipement original qui émet des NO_x à l'intensité la plus élevée (soit des émissions à 80 g/GJ ou un équipement de classe 80) devrait être conforme aux normes de rendement d'ici 2026 et celui qui émet entre 70 g/GJ et 80 g/GJ (classe 70) devrait l'être d'ici 2036. Néanmoins, puisque les équipements touchés par les normes de rendement relatives à l'équipement original approcheront de la fin de leur vie utile (d'un point de vue d'ingénierie) ou l'auront déjà dépassée d'ici au moment où les normes de conformité entreront en vigueur, il est prévu que les entreprises procèdent à un remplacement plutôt qu'à une mise à niveau de ces chaudières, et que ces dernières deviennent assujetties aux exigences relatives à l'équipement moderne. Il est supposé que l'installation, l'exploitation et l'entretien sont équivalents dans le scénario de maintien du statu quo et le scénario réglementaire.

L'équipement original qui émet moins de 70 g/GJ n'est pas soumis aux normes de rendement, tant qu'il reste en dessous de ce niveau d'émissions. Cependant, il serait soumis aux normes de rendement relatives à l'équipement moderne au moment de son remplacement par un équipement moderne en raison du cycle naturel de roulement des immobilisations.

Les chaudières et les fours industriels (c'est-à-dire ceux installés après l'entrée en vigueur du projet de règlement, que ce soit pour remplacer un équipement original ou en tant que nouvel équipement moderne en raison d'une croissance économique) doivent être conformes aux normes de rendement relatives à l'équipement moderne dont la liste figure dans le tableau 3.

5.1.4 Key data and assumptions

Data and assumptions described below were used in the BAU and policy scenario to (1) define the Canadian population of boilers and heaters; (2) estimate boiler and heater emissions; and (3) estimate incremental costs. Each is discussed below.

- Quantifying the Canadian population of boilers and heaters

A starting inventory of currently installed boilers and heaters was constructed based on information received from provincial safety authorities.³⁰ This inventory is considered to be representative of the Canadian population of equipment, and served as the 2012 starting inventory of equipment for both the BAU and policy scenario. The number of modern and original boilers and heaters was then projected by year from 2013 to 2035 using the year installed for each boiler and assuming an equipment life of 40 years.³¹ Where original equipment were already beyond the 40-year expected life, it is assumed they would be replaced 5 years after the proposed Regulations enter into force (i.e. by 2020).

In addition to replacements due to normal capital turn-over cycles, it was assumed that equipment quantities would fluctuate by year to reflect projected sector growth or decline in production in both the BAU and policy scenario. The projected energy demand and demand for energy using equipment for each sector in each province was estimated using E3MC. The model forecasts an increase in energy demand mainly for the following sectors: chemicals manufacturing in Ontario and Alberta; oil sands in Alberta, and upstream oil and gas in British Columbia. It is assumed that for sectors in which production is forecasted to decline, original boilers and heaters would be removed from the starting inventory. Similarly, for sectors in which production is forecasted to increase, modern equipment of sufficient power would be added.³² Table 15 and 16 below show the expected distribution of equipment in 2035 by AQMS sector and province, respectively. These distributions are the same in the BAU and regulatory scenarios, since the performance standards do not affect the timing of replacement decisions.

5.1.4 Données et hypothèses clés

Les données et les hypothèses décrites ci-dessous ont été utilisées dans le scénario de maintien du statu quo et le scénario réglementaire pour : (1) déterminer le nombre de chaudières et de fours industriels au Canada; (2) faire une estimation des émissions des chaudières et des fours industriels; (3) faire une estimation des coûts différentiels. Chacun de ces points est décrit ci-dessous.

- Détermination du nombre de chaudières et de fours industriels au Canada

Un inventaire de départ des chaudières et des fours industriels actuellement installés a été dressé en fonction des renseignements reçus de la part des autorités provinciales en matière de sécurité³⁰. Cet inventaire est considéré comme représentatif de l'ensemble des équipements au Canada et a servi en tant qu'inventaire de départ de 2012 des équipements pour le scénario de maintien du statu quo et le scénario réglementaire. Le nombre de chaudières et de fours industriels modernes et originaux a ensuite été projeté par année, de 2013 à 2035, en prenant l'année de l'installation de chaque chaudière comme référence et en supposant une durée de vie utile de l'équipement de 40 ans³¹. Lorsque l'équipement original a déjà plus de 40 ans, on suppose qu'il sera remplacé 5 ans après l'entrée en vigueur du projet de règlement (soit d'ici 2020).

En plus des remplacements dus aux cycles naturels de roulement des immobilisations, on a supposé que le nombre d'équipements fluctuerait d'année en année, afin de tenir compte des prévisions en matière de croissance ou de baisse de la production du secteur dans le scénario de maintien du statu quo et le scénario réglementaire. Une estimation à l'aide du modèle 3EC de la demande en énergie prévue et de la demande en énergie faisant usage d'équipement a été effectuée pour chaque secteur de chaque province. Le modèle prévoit une augmentation de la demande en énergie principalement dans les secteurs de la fabrication de produits chimiques en Ontario et en Alberta, des sables bitumineux en Alberta, et de la production de pétrole et de gaz en amont en Colombie-Britannique. Il est supposé que pour les secteurs dont la production devrait décliner, les chaudières et les fours industriels originaux seraient retirés de l'inventaire de départ. De même, pour les secteurs dont la production devrait augmenter, l'équipement moderne ayant une puissance suffisante serait ajouté³². Les tableaux 15 et 16 ci-dessous illustrent la répartition prévue de l'équipement en 2035 par secteur catégorisé sous le SGQA et par province, respectivement. Ces répartitions sont les mêmes dans le scénario de maintien du statu quo et le scénario réglementaire, puisque les normes de rendement n'affectent pas le calendrier des décisions en matière de remplacement.

Table 15: Projected Boiler/Heater Distribution by Sector, 2035

	Original Population (Including Replacements)	Projected Modern Units Due to Economic Growth	Total	Percentage of Canadian Total
Pulp and paper	89	1	90	7%
Chemicals	71	31	102	8%
Oil sands	140	341	481	39%

³⁰ The exception being the FisherSolve database, which was used to obtain information for equipment in the pulp and paper sector.

³¹ The assumed average equipment life of 40 years is based on information provided by multiple boiler manufacturers. A 40-year average equipment life is also consistent with the age distribution of boilers in the inventory.

³² In the analysis, energy demand was not expected to decline enough in any sector to call for the removal of old equipment due to excess capacity.

³⁰ Toutefois, la base de données FisherSolve fait figure d'exception, car elle a servi à obtenir des renseignements sur l'équipement dans le secteur des pâtes et papiers.

³¹ La durée de vie moyenne supposée de 40 ans pour l'équipement a été déterminée en fonction des renseignements fournis par plusieurs fabricants de chaudières. Une durée de vie moyenne de 40 ans pour l'équipement correspond également à la répartition par âge des chaudières dans l'inventaire.

³² Dans le cadre de l'analyse, on a supposé que la demande d'énergie ne diminuerait pas suffisamment dans les divers secteurs pour entraîner une suppression des anciens équipements en raison d'une capacité excédentaire.

Table 15: Projected Boiler/Heater Distribution by Sector, 2035 — Continued

	Original Population (Including Replacements)	Projected Modern Units Due to Economic Growth	Total	Percentage of Canadian Total
Upstream oil and gas	413	37	450	36 %
Base metal smelting	48	1	49	4 %
Potash	56	1	57	5 %
Iron, steel and ilmenite	2	0	2	<1 %
Aluminum and alumina	9	1	10	1 %
Total	828	413	1 241	100 %

Tableau 15 : Prévisions concernant la répartition des chaudières et des fours industriels par secteur (2035)

	Nombre initial d'unités (y compris les remplacements)	Prévisions concernant les unités modernes installées en raison d'une croissance économique	Total	Pourcentage du total canadien
Pâtes et papiers	89	1	90	7 %
Substances chimiques	71	31	102	8 %
Sables bitumineux	140	341	481	39 %
Pétrole et gaz en amont	413	37	450	36 %
Fusion de métaux communs	48	1	49	4 %
Potasse	56	1	57	5 %
Fer, acier et ilménite	2	0	2	< 1 %
Aluminium et alumine	9	1	10	1 %
Total	828	413	1 241	100 %

Table 16: Projected Boiler/Heater Distribution by Province, 2035

Province	Quantity	Percent of Total
Alberta	934	75 %
British Columbia	77	6 %
New Brunswick	4	<1 %
Ontario	93	8 %
Quebec	55	4 %
Saskatchewan	78	6 %
Total	1 241	100 %

Tableau 16 : Prévisions concernant la répartition des chaudières et des fours industriels par province (2035)

Province	Quantité	Pourcentage du total
Alberta	934	75 %
Colombie-Britannique	77	6 %
Nouveau-Brunswick	4	<1 %
Ontario	93	8 %
Québec	55	4 %
Saskatchewan	78	6 %
Total	1 241	100 %

- Estimating changes in boiler and heater emissions

In the BAU scenario, emission factors based on the size of the boiler or heater and the year installed were used to estimate the NO_x emissions from original equipment.^{33, 34} Table 17 below provides a breakdown of the emission factors used in the analysis based on equipment capacity and commissioning date.

³³ For both the BAU and policy scenario, it is assumed that the boilers and heaters work at a 90 % load and are utilized 340 days per year.

³⁴ The emission factors are based on U.S. EPA emission factors for boilers and assuming that technology compliant with the NO_x performance standard for original equipment was implemented after the 1990 model year. Based on information provided within the boilers and heaters expert working group, technology installed after 1990 achieved 26 g/GJi and 40 g/GJi for less than 105 and greater than 105 g/GJi respectively. As such, these emission factors are used in the absence of specific emission factors for each piece of equipment within the respective range of capacity. Boilers older than 1990 use a weighted average emission factor based on the size of the equipment and corresponding U.S. EPA emission factor.

- Estimations concernant les changements dans les émissions des chaudières et des fours industriels

Dans le scénario de maintien du statu quo, les facteurs d'émission (fondés sur la taille de la chaudière ou du four industriel et sur l'année de l'installation) ont servi à faire des estimations concernant les émissions de NO_x de l'équipement original.^{33, 34} Le tableau 17 ci-dessous présente la répartition des facteurs d'émission utilisés dans l'analyse selon la capacité et la date de mise en service de l'équipement.

³³ Pour le scénario de maintien du statu quo et le scénario réglementaire, on est parti du principe que les chaudières et les fours industriels fonctionnent à une capacité de 90 % et sont utilisés 340 jours par an.

³⁴ Les facteurs d'émission sont déterminés en fonction des facteurs d'émission de l'Environmental Protection Agency des États-Unis pour les chaudières et en supposant qu'une technologie compatible avec la norme de rendement concernant les émissions de NO_x de l'équipement d'origine a été mise en place après l'année modèle 1990. Selon les renseignements fournis par le groupe de travail d'experts sur les chaudières et les fours industriels, la technologie installée après 1990 émet 26 g/GJi et 40 g/GJi pour moins de 105 g/GJi et plus de 105 g/GJi, respectivement. Ainsi, ces facteurs d'émission sont utilisés en l'absence de facteurs d'émission propres à chaque équipement dans leur gamme de capacité respective. Pour les chaudières antérieures à 1990, on utilise un facteur d'émission moyen pondéré selon la taille de l'équipement et le facteur d'émission de l'Environmental Protection Agency des États-Unis correspondant.

Table 17: Emission Factors Used in Analysis: BAU Scenario

Boiler and Heater Capacity (GJ/hr)	Commissioning Date	NO _x Emission Factor (g/GJ)
10.5 to <105	1900 to 1990	42
10.5 to <105	1991 to 2012	26
105 and >	1900 to 1980	117
105 and >	1981 to 1990	79
105 and >	1991 to 2012	40
10.5 to <105	After 2014	Weighted Average by Sector
105 and >	After 2014	Weighted Average by Sector

In the policy scenario, it is assumed that the emission factors associated with all equipment would meet the performance standards for modern and original equipment. Table 18 provides a breakdown of the resulting emission factors used in the policy scenario for equipment installed or replaced after the Regulations come into force.

Table 18: Emission Factors Used in Analysis: Policy Scenario

Boiler and Heater Capacity (GJ/hr)	Original/Modern	NO _x Emission Factor (g/GJ)
>10.5	Original	26
>10.5	Modern	16 ³⁵

- Estimating incremental costs

When a boiler or heater is replaced at the end of its expected equipment life, or if a modern boiler or heater is installed due to an increase in forecasted energy demand, capital costs are based on the assumption that low-NO_x burner (LNB) technology would be installed. Other options are available, including catalytic reduction; however, these were not retained as they are considered to be less cost-effective alternatives for reducing NO_x compared to the integration of low-NO_x burners.

In all cases, the incremental capital cost is assumed to be the difference in purchase price between a conventional burner and a burner with LNB technology included.

The incremental cost of LNB technology per unit used in this analysis is estimated at \$74,000 (or approximately 4% greater than the capital cost of an entire new conventional boiler). This is

Tableau 17 : Facteurs d'émission utilisés dans l'analyse (scénario de maintien du statu quo)

Capacité des chaudières et des fours industriels (GJ/h)	Date de mise en service	Facteur d'émission de NO _x (g/GJ)
de 10,5 à < 105	de 1900 à 1990	42
de 10,5 à < 105	de 1991 à 2012	26
105 et plus	de 1900 à 1980	117
105 et plus	de 1981 à 1990	79
105 et plus	de 1991 à 2012	40
de 10,5 à < 105	Après 2014	Moyenne pondérée par secteur
105 et plus	Après 2014	Moyenne pondérée par secteur

Dans le scénario réglementaire, il est supposé que les facteurs d'émission associés à l'ensemble de l'équipement seraient conformes aux normes de rendement pour l'équipement moderne et original. Le tableau 18 présente une désagrégation des facteurs d'émission résultant utilisés dans le scénario réglementaire pour l'équipement installé ou remplacé après l'entrée en vigueur du Règlement.

Tableau 18 : Facteurs d'émission utilisés dans l'analyse du scénario réglementaire

Capacité des chaudières et des fours industriels (GJ/h)	Moderne ou original	Facteur d'émission de NO _x (g/GJ)
> 10,5	Original	26
> 10,5	Moderne	16 ³⁵

- Estimation des coûts différentiels

Quand une chaudière ou un four industriel est remplacé à la fin de sa vie utile prévue ou quand on installe de l'équipement moderne en raison d'une augmentation prévue de la demande en énergie, les coûts en capital sont fondés sur l'hypothèse selon laquelle les exploitants installeraient des brûleurs à faible taux d'émissions de NO_x. Même si d'autres options sont disponibles, comme le catalyseur de réduction, elles n'ont pas été retenues, car elles sont considérées comme des solutions de rechange moins efficaces selon le coût pour réduire les émissions de NO_x que les brûleurs à faible taux d'émissions de NO_x.

Dans tous les cas, on suppose que le coût différentiel en capital est la différence de prix d'achat entre un brûleur classique et un brûleur à faible taux d'émissions de NO_x.

Il est estimé que le coût par unité différentiel de ces brûleurs utilisé dans cette analyse est de 74 000 \$ (soit environ 4 % de plus que le coût en capital d'une chaudière classique neuve). Cette

³⁵ A small proportion of equipment affected by the proposed Regulations may be required to meet performance standards not as stringent as 16 g/GJ, as set out in Table 3 (e.g. those using alternative gaseous fuels). In the absence of information about which boilers would be using such alternative fuels, and given their low proportion in the population, a 16 g/GJ emission factor is assumed for all modern units. Also, the policy scenario does not include any incremental reductions due to the more stringent design requirements that the Regulations impose for equipment greater than 262.5 GJ/hr (see Table 3). Finally, no incremental reductions due to the performance standards for transitional equipment are included in the policy scenario, since these standards are assumed to be met in the BAU scenario.

³⁵ Une petite proportion des équipements concernés par le projet de règlement devra peut-être se conformer à des normes de rendement moins rigoureuses (facteur d'émission supérieur à 16 g/GJ), comme il est indiqué dans le tableau 3 (par exemple ceux qui utilisent d'autres combustibles gazeux). En l'absence de renseignements sur les chaudières qui utiliseraient ces autres carburants, et compte tenu de leur faible nombre par rapport à l'ensemble de l'équipement, on suppose un facteur d'émission de 16 g/GJ pour tous les appareils modernes. De plus, le scénario réglementaire n'inclut pas des réductions différentielles en raison des exigences plus strictes que le Règlement impose sur l'équipement consommant au-delà de 262,5 GJ/h (voir tableau 3). Enfin, le scénario réglementaire n'inclut pas de réductions différentielles découlant des normes de rendement pour l'équipement transitionnel, car ces normes sont supposées être respectées dans le scénario du maintien du statu quo.

consistent with information provided by a boiler retailer. Sensitivity analysis explores a range of incremental capital compliance costs in section 7.

Continuous emission monitoring systems (CEMS) are also required for boilers and heaters that have a rated capacity of greater than 262.5 GJi/hr. Based on available information, it is assumed CEMS is in place for all original boilers in this range, and all modern boilers would be equipped with CEMS in the BAU scenario. Therefore, no incremental cost is attributed to emissions monitoring equipment in the regulatory scenario.

As LNB technology does not affect equipment efficiency or other performance aspects, no other incremental fuel or maintenance costs are assumed.

5.2 Benefits — Boilers and heaters

5.2.1 Air pollutant reductions

Emissions of criteria air contaminants (CAC) are precursors to the formation of ozone and secondary particulate matter. The performance standards for modern and original boilers and heaters are expected to reduce nitrogen oxide (NO_x) emissions by about 227 kt between 2013 and 2035, which would result in lower levels of smog and overall better air quality.

5.2.2 Interpolation of air quality impacts

In order to estimate the benefits for all of the years between 2013 and 2035, interpolation and pro-rating techniques were used. As a cohort of original boilers and heaters (which are considered to already have exceeded their useful life) will be replaced in 2020, emission reductions for that year are significantly higher compared to 2019. Therefore, the annual benefits were proxied by pro-rating the 2025 values by the annual proportions of NO_x emission reductions between 2013 and 2025.³⁶ For the period between 2025 and 2035, the 2025 values were linearly interpolated to the 2035 values as the emission reductions were increasing at a relatively smooth rate.

5.2.3 Air quality improvements

Reductions in NO_x emissions resulting from the proposed performance standards for boilers and heaters are expected to result in lower levels of ambient particulate matter and ground-level ozone. These are the two main components of smog; therefore, reductions will result in human health and environmental benefits.

5.2.4 Environmental benefits

The Air Quality Valuation Model 2 assesses the impacts associated with agricultural productivity, soiling, and visibility. The estimated national environmental benefits linked with the implementation of the performance standards for boilers and heaters are expected to be approximately \$29 million (in constant 2012 dollars, discounted to the year 2013 with a 3% discount rate) for the period between 2013 and 2035. Table 19 presents the estimated environmental benefits, broken down by impact and by province/territory.

estimation correspond aux renseignements fournis par un détaillant de chaudières. L'analyse de sensibilité comprend un éventail de coûts différentiels en capital relatifs à la mise en conformité dans la section 7.

Un système de surveillance continue des émissions est également nécessaire pour les chaudières et les fours industriels ayant une capacité nominale de plus de 262,5 GJi/h. Selon les renseignements disponibles, on pense qu'un système de ce type est en place pour toutes les chaudières originales de cette gamme et que toutes les chaudières modernes seraient équipées de ce système dans le scénario de maintien du statu quo. Par conséquent, aucun coût différentiel n'est attribué aux systèmes de surveillance continue des émissions dans le scénario réglementaire.

Comme les brûleurs à faible taux d'émissions de NO_x n'affectent pas l'efficacité de l'équipement ou d'autres aspects relatifs au rendement, aucun autre coût différentiel pour le combustible ou l'entretien n'est prévu.

5.2 Avantages — Chaudières et fours industriels

5.2.1 Réductions des polluants atmosphériques

Les émissions des principaux polluants atmosphériques sont des précurseurs de la formation d'ozone et de matières particulaires secondaires. Les normes de rendement pour les chaudières et les fours industriels modernes et originaux devraient permettre de réduire les émissions de NO_x d'environ 227 kt entre 2013 et 2035, ce qui devrait se traduire par des niveaux inférieurs de smog et une meilleure qualité de l'air en général.

5.2.2 Interpolation des impacts sur la qualité de l'air

Afin de faire une estimation des avantages pour toutes les années entre 2013 et 2035, on a utilisé des techniques d'interpolation et de calcul au prorata. Étant donné qu'une cohorte de chaudières et de fours industriels (considérés comme ayant déjà dépassé la fin de leur vie utile) sera remplacée en 2020, les réductions d'émissions pour cette année seront nettement plus élevées par rapport à celles de 2019. Par conséquent, les avantages annuels ont été estimés au prorata des valeurs de 2025 par la part annuelle des réductions d'émissions de NO_x entre 2013 et 2025³⁶. Pour la période allant de 2025 à 2035, les valeurs de 2025 ont été interpolées de façon linéaire jusqu'aux valeurs de 2035, car les réductions d'émissions augmentent relativement en douceur.

5.2.3 Améliorations de la qualité de l'air

Les réductions des émissions de NO_x découlant des normes de rendement proposées pour les chaudières et les fours industriels devraient se traduire par des niveaux inférieurs de matières particulaires et d'ozone troposphérique dans l'air ambiant. Puisqu'il s'agit là des deux éléments principaux du smog, les réductions se traduiront par des avantages pour la santé humaine et l'environnement.

5.2.4 Avantages pour l'environnement

Le modèle d'évaluation de la qualité de l'air 2 évalue les impacts liés à la productivité agricole, aux souillures et à la visibilité. Les avantages estimés pour l'environnement à l'échelle nationale qui sont liés à la mise en œuvre des normes de rendement pour les chaudières et les fours industriels devraient représenter environ 29 millions de dollars (en dollars constants de 2012; valeur actualisée pour l'année 2013 à un taux d'actualisation de 3%) pour la période allant de 2013 à 2035. Le tableau 19 présente les avantages estimatifs pour l'environnement, désagrégés par impact et par province et territoire.

³⁶ For instance, as emission reductions in 2019 only represent about 36% of the emissions reductions in 2025, environmental benefits for 2019 were estimated to be equivalent to 36% of the 2025 values.

³⁶ Par exemple, dans la mesure où les réductions d'émissions en 2019 ne représentent qu'environ 36% des réductions d'émissions en 2025, les avantages pour l'environnement en 2019 devraient également représenter 36% des valeurs de 2025.

Table 19: Present Value of Environmental Benefits Associated with the Performance Standards for Boilers and Heaters, by Canadian Province/Territory and Environmental Impact (2013–2035, \$ Millions)

Environmental impact	Agriculture	Soiling	Visibility	
Economic indicator	Change in Sales Revenues for Crop Producers	Avoided Costs for Households	Change in Welfare for Households	Total
Newfoundland and Labrador	-	-	-	-
Prince Edward Island	-	-	-	-
Nova Scotia	-	-	-	0.1
New Brunswick	-	-	-	0.1
Quebec	1.5	0.5	1.9	3.9
Ontario	4.4	0.7	2.7	7.8
Manitoba	1.5	0.1	0.3	1.9
Saskatchewan	7.4	0.1	0.5	7.9
Alberta	4.9	0.3	1.1	6.3
British Columbia	-	0.1	0.3	0.5
Yukon	N/A	-	-	-
Northwest Territories	N/A	-	-	-
Nunavut	N/A	-	-	-
Canada	19.8	1.8	7.0	28.5

Note: Results are expressed in constant 2012 dollars (millions) using a 3% discount rate to a base year of 2013. Totals may not add up due to rounding. A dash (-) indicates values are below \$50,000. N/A indicates data is unavailable for this region.

The performance standards for boilers and heaters will result in decreased ambient concentrations of ground-level ozone. Based on exposure-response functions for 19 different crops, AQVM2 provides the change in production (tonnes) and total sales revenue per census agricultural region (CAR) due to changes in levels of ozone. National benefits from increased agricultural productivity, expressed in the present value of sales revenue, are expected to be approximately \$20 million. Altogether, Alberta, Ontario and Saskatchewan are expected to receive about 80% of the national benefits.

The Air Quality Valuation Model 2 estimates the avoided cleaning costs for Canadian households associated with different levels of particulate matter of 10 micrometres or less (PM₁₀). Over the period, avoided household cleaning costs of about \$2 million are expected. Ontario obtains the largest share of national benefits, followed by Quebec and Alberta. These benefits should be considered as conservative as they do not account for avoided cleaning costs in the commercial and industrial sectors.

All else being equal, visibility increases as ambient concentrations of particulate matter decrease. Based on willingness to pay for improved visual range, AQVM2 estimates the monetary

Tableau 19 : Valeur actuelle des avantages pour l'environnement associés aux normes de rendement pour les chaudières et les fours industriels, par province et territoire du Canada et par impact sur l'environnement (de 2013 à 2035, en millions de dollars)

Impact sur l'environnement	Agriculture	Souillures	Visibilité	
Indicateur économique	Changement dans les revenus de vente pour les producteurs de cultures agricoles	Coûts évités pour les ménages	Changement dans le bien-être des ménages	Total
Terre-Neuve-et-Labrador	-	-	-	-
Île-du-Prince-Édouard	-	-	-	-
Nouvelle-Écosse	-	-	-	0,1
Nouveau-Brunswick	-	-	-	0,1
Québec	1,5	0,5	1,9	3,9
Ontario	4,4	0,7	2,7	7,8
Manitoba	1,5	0,1	0,3	1,9
Saskatchewan	7,4	0,1	0,5	7,9
Alberta	4,9	0,3	1,1	6,3
Colombie-Britannique	-	0,1	0,3	0,5
Yukon	s.o.	-	-	-
Territoires du Nord-Ouest	s.o.	-	-	-
Nunavut	s.o.	-	-	-
Canada	19,8	1,8	7,0	28,5

Remarque : Les résultats sont exprimés en dollars constants de 2012 (en millions) au moyen d'un taux d'actualisation de 3% avec 2013 comme année de référence. Les totaux peuvent ne pas correspondre au total une fois additionnés, car ils ont été arrondis. Un tiret (-) indique que les valeurs sont inférieures à 50 000 \$. La mention « s.o. » indique que les données ne sont pas disponibles pour cette région.

Les normes de rendement pour les chaudières et les fours industriels se traduiront par une diminution des concentrations ambiantes d'ozone troposphérique. En s'appuyant sur les fonctions exposition-réponse pour 19 cultures différentes, MEQA2 prévoit des changements dans la production (en tonnes) et dans les revenus de vente totaux par région agricole de recensement, et ce, en raison de changements dans les niveaux d'ozone. Les avantages pour le pays résultant de la hausse de la productivité agricole, qui sont exprimés dans la valeur actuelle des revenus de vente, devraient être d'environ 20 millions de dollars. Dans l'ensemble, l'Alberta, l'Ontario et la Saskatchewan devraient recevoir environ 80 % des avantages pour le pays.

Le modèle d'évaluation de la qualité de l'air 2 évalue les coûts de nettoyage évités pour les ménages canadiens associés aux différents niveaux de matières particulaires de 10 micromètres (MP₁₀) ou moins. Pendant cette période, on s'attend à ce que les coûts de nettoyage évités pour les ménages soient d'environ deux millions de dollars. L'Ontario reçoit la plus grande part des avantages pour le pays, suivi par le Québec et l'Alberta. Toutefois, ces avantages doivent être considérés comme des estimations conservatrices, car ils ne tiennent pas compte des coûts de nettoyage évités dans le secteur commercial et le secteur industriel.

Toutes choses étant égales par ailleurs, la visibilité augmente à mesure que les concentrations ambiantes de matières particulaires diminuent. À partir de la volonté de payer pour une meilleure

change in welfare for different levels of deciviews. Welfare gains from improved visibility in the residential sector are approximately \$7 million over the period, with Ontario and Quebec obtaining about two-thirds of the cumulative national benefits.

In summary, between 2013 and 2035, the estimated present value of national environmental benefits associated with the performance standards for modern and original boilers and heaters are expected to be approximately \$29 million. The estimates should be considered as conservative since only the impacts on soiling, visibility and agricultural productivity were assessed by AQVM2. Other environmental impacts were not assessed due to data or methodological limitations, such as the impacts of improved visibility on tourism revenues; reduced acid deposition on forests, crops and water ecosystems; reduced smog on livestock and wildlife mortality; and lower emissions of short-lived climate forcers (black carbon) on climate change, amongst others.

5.2.5 Health benefits

While there are some direct health benefits of lower ambient levels of NO_x, it is the contribution of this pollutant to secondary formation of PM and ozone in the atmosphere that has the greatest impact on human health. As shown in Table 20, approximately 40% of the health benefits from the emission reduction are associated with lower ambient levels of ground-level ozone. Another 38% of the benefits are a result of reduction in PM_{2.5}, with the remainder attributable to reductions in ambient NO₂ levels.

Over the 2013 to 2035 period, the reductions in pollutants associated with these performance standards are expected to result in approximately 250 fewer premature mortalities, 250 fewer emergency room visits, 44 000 fewer days of asthma symptoms and 150 000 fewer days of restricted activity in non-asthmatics. The present value of these health benefits over the period is estimated to be about \$1.15 billion. The benefits by region are shown in Table 20 below.

portée visuelle, MEQA2 estime le changement monétaire du bien-être pour différents niveaux de deciviews. Grâce à une meilleure visibilité dans le secteur résidentiel, les gains en matière de bien-être sont d'environ sept millions de dollars pendant cette période, avec l'Ontario et le Québec recevant environ les deux tiers des avantages cumulés pour le pays.

En résumé, de 2013 à 2035, la valeur estimative actuelle des avantages pour l'environnement à l'échelle nationale, qui sont associés aux normes de rendement pour les chaudières et les fours industriels modernes et originaux, devrait s'élever à environ 29 millions de dollars. Les estimations doivent être considérées comme étant conservatrices puisque seuls les impacts sur les souillures, la visibilité et la productivité agricole ont été évalués par MEQA2. D'autres impacts sur l'environnement n'ont pas été évalués faute de données ou de méthodes suffisantes, tels que les impacts suivants : une meilleure visibilité sur les revenus touristiques, la réduction des retombées acides sur les forêts, les cultures et les écosystèmes d'eau, la diminution du smog sur la mortalité du bétail et de la faune, ainsi que la réduction des émissions de l'agent de forçage climatique à courte durée de vie (carbone noir) sur les changements climatiques.

5.2.5 Avantages pour la santé

Bien qu'il existe quelques avantages directs pour la santé liés à la réduction des concentrations de NO_x dans l'air ambiant, c'est la contribution de ce polluant à la formation secondaire de matières particulaires et d'ozone dans l'atmosphère qui a le plus d'impact sur la santé humaine. Comme le montre le tableau 20, environ 40 % des avantages pour la santé issus de la réduction des émissions sont associés à des niveaux d'ozone troposphérique plus faibles dans l'air ambiant. La réduction des matières particulaires de 2,5 micromètres (MP_{2.5}) génère 38 % des avantages et la réduction des niveaux de NO_x dans l'air ambiant participe au reste des avantages.

Pendant la période allant de 2013 à 2035, les réductions de polluants associées à ces normes de rendement devraient se traduire par une diminution d'environ 250 décès prématurés, 250 visites en salle d'urgence, 44 000 jours de symptômes d'asthme et 150 000 jours d'activité restreinte pour les non asthmatiques. La valeur actuelle de ces avantages pour la santé pendant cette période est estimée à environ 1,15 milliard de dollars. Les avantages par région sont présentés dans le tableau 20 ci-dessous.

Table 20: Present Value of Health Benefits Associated with the Performance Standards for Boilers and Heaters, by Canadian Province/Territory and Health Impact (2013–2035)

Region	Cumulative Counts of Selected Health Impacts				Present Value of Total Avoided Health Outcomes by Pollutants (\$ Millions)			
	Premature Mortalities	Cardiac and Respiratory Emergency Room Visits	Asthma Symptom Days	Days of Restricted Activity in Non Asthmatics	PM _{2.5} related	Annual and Summer Ozone	Other (NO _x)	Total
Newfoundland and Labrador	<1	<1	68	130	0.1	1.3	-	1.4
Prince Edward Island	<1	<1	37	81	0.1	0.7	-	0.8
Nova Scotia	1	1	240	520	0.7	4.7	-	5.4
New Brunswick	2	2	290	690	1.4	5.6	0.2	7.2
Quebec	61	56	9 100	34 000	114.9	125.6	41.0	281.6
Ontario	100	90	15 000	62 000	208.3	147.5	108.6	464.4
Manitoba	7.2	9.4	1 800	5 100	12.1	21.0	0.3	33.4
Saskatchewan	11	14	2 600	7 200	16.5	31.6	3.0	51.1
Alberta	47	55	11 000	33 000	71.4	95.2	50.9	217.5
British Columbia	20	21	3 700	11 000	30.3	50.6	10.1	90.9

Table 20: Present Value of Health Benefits Associated with the Performance Standards for Boilers and Heaters, by Canadian Province/Territory and Health Impact (2013–2035) — *Continued*

Region	Cumulative Counts of Selected Health Impacts				Present Value of Total Avoided Health Outcomes by Pollutants (\$ Millions)			
	Premature Mortalities	Cardiac and Respiratory Emergency Room Visits	Asthma Symptom Days	Days of Restricted Activity in Non Asthmatics	PM _{2.5} related	Annual and Summer Ozone	Other (NO _x)	Total
Yukon	<1	<1	2.4	5	-	-	-	-
Northwest Territories	<1	<1	24	49	-	0.2	-	0.3
Nunavut	<1	<1	1.5	2.9	-	-	-	-
Canada	250	250	44 000	150 000	455.8	484.0	214.2	1,154.1

Note: Results are expressed in constant 2012 dollars (millions) using a 3% discount rate to a base year 2013. Totals may not add up due to rounding. A dash (-) indicates values are below \$50,000.

Tableau 20 : Valeur actuelle des avantages pour la santé associés aux normes de rendement pour les chaudières et les fours industriels, par province et territoire du Canada et par impact sur la santé (de 2013 à 2035)

Région	Totaux cumulatifs de certains impacts sur la santé				Valeur actuelle des impacts des polluants sur la santé évités au total (en millions de dollars)			
	Mortalité prématurée	Problèmes cardiaques et respiratoires — Visites en salle d'urgence	Jours de symptômes d'asthme	Jours d'activité restreinte pour les non asthmatiques	Liée aux MP _{2,5}	Ozone annuel et estival	Autres (NO _x)	Total
Terre-Neuve-et-Labrador	< 1	< 1	68	130	0,1	1,3	-	1,4
Île-du-Prince-Édouard	< 1	< 1	37	81	0,1	0,7	-	0,8
Nouvelle-Écosse	1	1	240	520	0,7	4,7	-	5,4
Nouveau-Brunswick	2	2	290	690	1,4	5,6	0,2	7,2
Québec	61	56	9 100	34 000	114,9	125,6	41,0	281,6
Ontario	100	90	15 000	62 000	208,3	147,5	108,6	464,4
Manitoba	7,2	9,4	1 800	5 100	12,1	21,0	0,3	33,4
Saskatchewan	11	14	2 600	7 200	16,5	31,6	3,0	51,1
Alberta	47	55	11 000	33 000	71,4	95,2	50,9	217,5
Colombie-Britannique	20	21	3 700	11 000	30,3	50,6	10,1	90,9
Yukon	< 1	< 1	2,4	5	-	-	-	-
Territoires du Nord-Ouest	< 1	< 1	24	49	-	0,2	-	0,3
Nunavut	< 1	< 1	1,5	2,9	-	-	-	-
Canada	250	250	44 000	150 000	455,8	484,0	214,2	1 154,1

Remarque : Les résultats sont exprimés en dollars constants de 2012 (en millions) au moyen d'un taux d'actualisation de 3 % avec 2013 comme année de référence. Les totaux de chaque province ou territoire peuvent ne pas correspondre au total pour le Canada une fois additionnés, car ils ont été arrondis. Un tiret (-) indique que les valeurs sont inférieures à 50 000 \$.

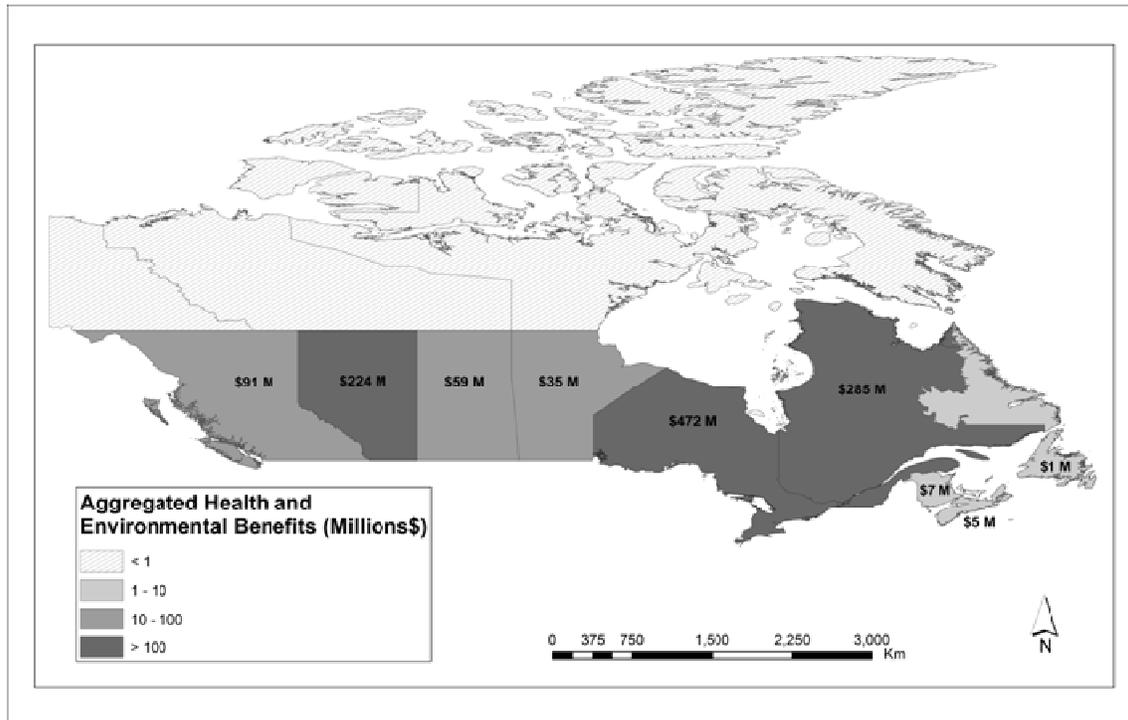
5.2.6 Total benefits

It is estimated that the present value of aggregate national environmental and health benefits associated with the performance standards for boilers and heaters will amount to about \$1.15 billion over the period. The chart below shows the distribution of these benefits across Canada.

5.2.6 Total des avantages

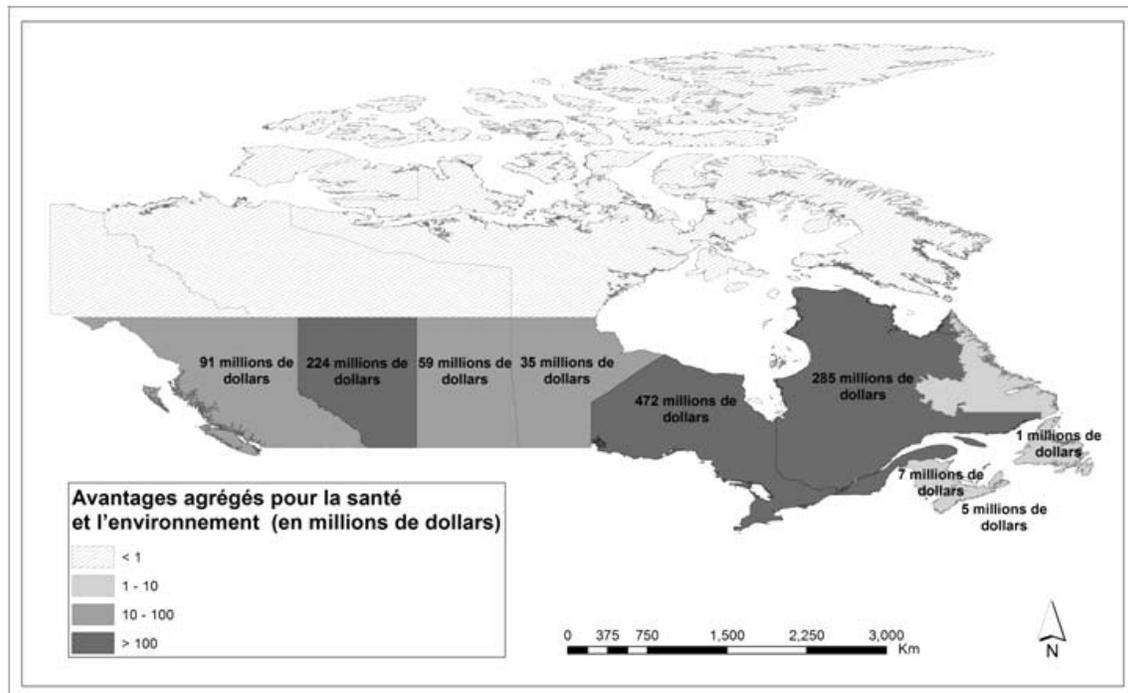
On estime que la valeur actuelle du total des avantages cumulés pour l'environnement et la santé à l'échelle nationale, qui sont associés aux normes de rendement pour les chaudières et les fours industriels, s'élèvera à environ 1,15 milliard de dollars au cours de la période. La carte ci-dessous illustre la répartition de ces avantages dans l'ensemble du Canada.

Figure 3: Health and Environmental Present Value of Benefits Associated with the Performance Standards for Boilers and Heaters, by Canadian Province/Territory (2015–2035)



Note: Results are expressed in constant 2012 dollars (millions) using a 3% discount rate to a base year of 2013.

Figure 3 : Valeur actuelle des avantages pour l’environnement et la santé associés aux normes de rendement pour les chaudières et les fours industriels, par province et territoire du Canada (de 2015 à 2035)



Remarque : Les résultats sont exprimés en dollars constants de 2012 (en millions) à l’aide d’un taux d’actualisation de 3 % avec 2013 comme année de référence.

5.3 Costs — Boilers and heaters

5.3.1 Incremental costs to operators of boilers and heaters

• Capital costs

As noted above, incremental capital costs are considered to be the difference between the cost of conventional equipment and the cost of compliant LNB equipment, both of which are currently available on the market. Total incremental capital costs are therefore obtained by taking the quantity of equipment replaced and installed in a given year and multiplying by the corresponding incremental cost. Results are presented in Table 21 and Table 22 below. In the future, if new or lower-priced technologies become available on the market, then actual costs of implementation would be lower.

Table 21: Present Value of Capital Cost by AQMS Sector (\$ Millions)

Sector	2013–2020	2021–2025	2026–2030	2031–2035	Total 2013–2035
Pulp and paper	4.5	2.4	2.0	1.0	10.0
Chemicals	2.7	2.4	1.9	0.9	8.0
Oil sands	9.6	5.5	5.2	2.7	23.1
Upstream oil and gas	0.8	1.0	1.1	0.5	3.5
Base metal smelting	1.0	0.8	0.6	0.3	2.6
Potash	0.5	0.2	0.2	0.1	0.6
Iron, steel and ilmenite	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
Aluminum and alumina	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
All sectors	18.7	12.2	10.9	5.7	47.6

Note: Results are expressed in constant 2012 dollars (millions) using a 3% discount rate to a base year of 2013. Totals may not add up due to rounding.

Table 22: Present Value of Capital Cost by Province (\$ Millions)

Province	2013–2020	2021–2025	2026–2030	2031–2035	Total 2013–2035
Alberta	12.0	8.2	7.4	3.9	31.5
British Columbia	0.8	0.7	0.7	0.3	2.5
Ontario	2.5	1.5	1.4	0.8	6.3
Quebec	2.8	1.5	1.2	0.6	6.1
New Brunswick	0.4	-	-	-	0.5

5.3 Coûts — Chaudières et fours industriels

5.3.1 Coûts différentiels pour les exploitants de chaudières et de fours industriels

• Coûts en capital

Comme cela a été mentionné précédemment, il est supposé que le coût différentiel en capital est la différence entre le coût d'un équipement classique et le coût d'un brûleur à faible taux d'émissions de NO_x, qui sont tous deux actuellement disponibles sur le marché. Le total des coûts différentiels en capital est, par conséquent, obtenu en prenant le nombre d'unités remplacées et installées dans une année donnée et en le multipliant par le coût différentiel correspondant. Les résultats sont présentés dans les tableaux 21 et 22 ci-dessous. À l'avenir, si de nouvelles technologies ou des technologies moins coûteuses deviennent disponibles sur le marché, les coûts réels de mise en œuvre seront également moins élevés.

Tableau 21 : Valeur actuelle des coûts en capital par secteur visé par le SGQA (en millions de dollars)

Secteur	2013-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total pour la période de 2013 à 2035
Pâtes et papiers	4,5	2,4	2,0	1,0	10,0
Substances chimiques	2,7	2,4	1,9	0,9	8,0
Sables bitumineux	9,6	5,5	5,2	2,7	23,1
Pétrole et gaz en amont	0,8	1,0	1,1	0,5	3,5
Fusion de métaux communs	1,0	0,8	0,6	0,3	2,6
Potasse	0,5	0,2	0,2	0,1	0,6
Fer, acier et ilménite	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Aluminium et alumine	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Tous les secteurs	18,7	12,2	10,9	5,7	47,6

Remarque : Les résultats sont exprimés en dollars constants de 2012 (en millions) à un taux d'actualisation de 3 % avec 2013 comme année de référence. Les chiffres de chaque colonne peuvent ne pas correspondre au total de la dernière colonne une fois additionnés, car ils ont été arrondis.

Tableau 22 : Valeur actuelle du coût en capital par province (en millions de dollars)

Province	2013-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total pour la période de 2013 à 2035
Alberta	12,0	8,2	7,4	3,9	31,5
Colombie-Britannique	0,8	0,7	0,7	0,3	2,5
Ontario	2,5	1,5	1,4	0,8	6,3
Québec	2,8	1,5	1,2	0,6	6,1
Nouveau-Brunswick	0,4	-	-	-	0,5

Table 22: Present Value of Capital Cost by Province (\$ Millions) — *Continued*

Province	2013–2020	2021–2025	2026–2030	2031–2035	Total 2013–2035
Saskatchewan	0.1	0.2	0.2	0.1	0.7
Canada	18.7	12.2	10.9	5.7	47.6

Note: Results are expressed in constant 2012 dollars (millions) using a 3% discount rate to a base year of 2013. Totals may not add up due to rounding. A dash (-) indicates that values are below \$50,000.

- Operating costs

Operating costs are estimated to be equivalent in the BAU and policy scenario, since LNB technology does not require any additional maintenance or other operating costs compared to comparable conventional boilers. Therefore, there are no incremental operating costs.

- Administrative costs

Administrative costs include estimated costs of learning about the regulations, preparing and submitting reports and maintaining records (as described in detail in the section “One-for-One” Rule below). The present value of reporting and administrative costs over the period from 2013 to 2035 is approximately \$0.3 million.

- Total compliance costs

Total compliance costs are estimated to be \$48 million over the period 2013 to 2035.

5.3.2 Costs to Government

Costs of the proposed Regulations to the Government of Canada fall into three principal categories: compliance promotion costs, enforcement costs, and regulatory administration costs. The estimates of these costs are described below.

Compliance promotion: It is anticipated that total present value compliance promotion costs would be \$46,000 from 2013 to 2035. Compliance promotion activities may include the distribution of promotional material to explain the proposed Regulations. Particular emphasis would be placed on the new emissions standards and reporting requirements. All compliance promotion activities would be adjusted according to compliance analyses or if unforeseen compliance challenges arise.

Enforcement: A one-time amount of \$233,000 is expected to be required for the training of enforcement officers and to meet information management requirements. In addition, ongoing enforcement costs are estimated to total \$1.5 million, over the period from 2013 to 2035, comprising the cost for inspections (which includes operations and maintenance costs, transportation and sampling costs), investigations, financial measures to deal with alleged violations (including warnings, environmental protection compliance orders and injunctions) and prosecutions.

Government administration: Government administration costs are expected to be incurred by the Government in order to develop reporting infrastructure and to support submissions on an ongoing basis. The present value of reporting and administrative costs over the period from 2013 to 2035 is approximately \$0.5 million.

Tableau 22 : Valeur actuelle du coût en capital par province (en millions de dollars) [suite]

Province	2013-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total pour la période de 2013 à 2035
Saskatchewan	0,1	0,2	0,2	0,1	0,7
Canada	18,7	12,2	10,9	5,7	47,6

Remarque : Les résultats sont exprimés en dollars constants de 2012 (en millions) au moyen d'un taux d'actualisation de 3% avec 2013 comme année de référence. Les totaux peuvent ne pas correspondre au total une fois additionnés, car ils ont été arrondis. Un tiret (-) indique que les valeurs sont inférieures à 50 000 \$.

- Coûts d'exploitation

On suppose que les coûts d'exploitation sont équivalents dans le scénario de maintien du statu quo et le scénario réglementaire, puisque les brûleurs à faible taux d'émissions de NO_x ne nécessitent aucun entretien supplémentaire ou autre coût d'exploitation par rapport aux chaudières classiques comparables. Par conséquent, il n'y a pas de coût différentiel d'exploitation.

- Coûts administratifs

Les coûts administratifs incluent les coûts estimatifs de l'apprentissage de la réglementation, de la préparation et de la soumission de rapports, ainsi que de la tenue des dossiers (comme il est décrit en détail dans la section sur la “Règle du « un pour un »” ci-dessous). La valeur actuelle des coûts administratifs et de production de rapports au cours de la période allant de 2013 à 2035 est d'environ 0,3 million de dollars.

- Total des coûts liés à la conformité

Le total des coûts liés à la conformité est estimé à 48 millions de dollars pour la période allant de 2013 à 2035.

5.3.2 Coûts pour le gouvernement

Les coûts du projet de règlement pour le gouvernement du Canada sont classés dans trois catégories principales : les coûts liés à la promotion de la conformité, les coûts liés à l'application de la loi, et les coûts administratifs liés au Règlement. Les estimations de ces coûts sont décrites ci-dessous.

Promotion de la conformité : La valeur actuelle totale des coûts de promotion de la conformité devrait s'élever à 46 000 \$ de 2013 à 2035. Les activités de promotion de la conformité incluront peut-être la distribution de matériel promotionnel pour expliquer le projet de règlement. Un accent particulier serait mis sur les nouvelles normes d'émissions et exigences en matière de déclaration. Toutes les activités de promotion de la conformité seraient ajustées en fonction des analyses de la conformité ou en cas de problèmes de conformité imprévus.

Application de la loi : Un montant unique de 233 000 \$ serait nécessaire pour la formation des agents d'application de la loi et pour satisfaire aux exigences en matière de gestion de l'information. De plus, des coûts permanents liés à l'application de la loi s'élèveraient à environ 1,5 million de dollars au cours de la période allant de 2013 à 2035, ce qui inclut les coûts liés aux inspections (y compris les coûts liés à l'exploitation, à l'entretien, au transport et à l'échantillonnage), aux enquêtes, aux mesures financières relatives aux infractions présumées (y compris les averissements, les ordonnances exécutoires en matière de protection de l'environnement et les injonctions) et aux poursuites.

Administration du gouvernement : On s'attend à ce que le gouvernement assume ses propres coûts administratifs liés à la création d'une infrastructure pour la déclaration et afin d'appuyer les soumissions de façon continue. La valeur actuelle des coûts administratifs et de production de rapports au cours de la période allant de 2013 à 2035 est d'environ 0,5 million de dollars.

5.4 Summary of benefits and costs — Boilers and heaters

Table 23 below summarizes the benefits and costs of the proposed performance standards for boilers and heaters.

5.4 Résumé des avantages et des coûts — Chaudières et fours industriels

Le tableau 23 ci-dessous résume les avantages et les coûts liés à la norme de rendement proposée pour les chaudières et les fours industriels.

Table 23: Summary of Main Results — Boilers and Heaters (\$ Millions)*

Incremental costs and benefits	2013–2020	2021–2025	2026–2030	2031–2035	Total 2013–2035
	Undiscounted				Discounted
A. Quantified impacts (\$ millions)					
<i>Benefits to Canadians</i>					
Environmental benefits (agriculture, soiling, visibility)	4.0	10.0	13.3	16.8	28.5
GHG benefits	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Health benefits	140.3	354.7	537.8	775.7	1,154.1
Total benefits	144.3	364.7	551.1	792.5	1,182.6
<i>Costs to industry</i>					
Capital costs	21.4	16.5	17.1	10.2	47.6
Administrative costs	0.2	0.1	0.1	0.1	0.3
Subtotal	21.6	16.6	17.2	10.3	47.9
<i>Costs to Government</i>					
Compliance promotion, enforcement, and regulatory administration	1.3	0.8	0.4	0.4	2.2
Total costs	22.9	17.4	17.6	10.7	50.1
Net benefits	121.4	347.3	533.5	781.8	1,132.5
Benefit-to-cost ratio	6.3	21.0	31.4	74.1	23.6
B. Quantified impacts, non-monetized — e.g. from a risk assessment					
Reduction in NO _x (kt)	21.2	53.5	69.0	83.0	226.7

* All numbers are undiscounted except for total (PV) numbers, which are discounted to 2013 using a 3% discount rate.

Tableau 23 : Résumé des principaux résultats — Chaudières et fours industriels (en millions de dollars)*

Coûts et avantages différentiels	2013-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total pour la période de 2013 à 2035
	Valeur non actualisée				Valeur actualisée
A. Impacts quantifiés (en millions de dollars)					
<i>Avantages pour les Canadiens</i>					
Avantages pour l'environnement (agriculture, souillures, visibilité)	4,0	10,0	13,3	16,8	28,5
Avantages concernant les gaz à effet de serre	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Avantages pour la santé	140,3	354,7	537,8	775,7	1 154,1
Avantages totaux	144,3	364,7	551,1	792,5	1 182,6
<i>Coûts pour l'industrie</i>					
Coûts en capital	21,4	16,5	17,1	10,2	47,6
Coûts administratifs	0,2	0,1	0,1	0,1	0,3
Sous-total	21,6	16,6	17,2	10,3	47,9
<i>Coûts pour le gouvernement</i>					
Promotion de la conformité, application de la loi et gestion du Règlement	1,3	0,8	0,4	0,4	2,2
Coûts totaux	22,9	17,4	17,6	10,7	50,1
Avantages nets	121,4	347,3	533,5	781,8	1 132,5
Ratio avantages-coûts	6,3	21,0	31,4	74,1	23,6
B. Impacts quantifiés non exprimés en termes monétaires (par exemple provenant d'une évaluation des risques)					
Réduction des émissions de NO _x (kt)	21,2	53,5	69,0	83,0	226,7

* Tous les nombres ne sont pas actualisés, sauf pour le nombre total (valeur actuelle), qui est actualisé pour 2013 à un taux d'actualisation de 3 %.

6. Benefits and costs — Cement

6.1 Analytical framework

6.1.1 Sector profile

There are 15 grey cement facilities distributed across Canada. Together, these facilities produced about 15 million tonnes of cement in 2008 worth more than \$1.7 billion, of which 4.1 million tonnes were exported (largely to the United States). Cement and concrete sales are responsible for over \$8.8 billion in sales contributing over \$3.2 billion to Canada's gross domestic product. Over 27 000 Canadians are employed in the Canadian cement industry to produce cement, ready mix concrete and concrete construction materials. The environmental performance varies significantly between Canadian grey cement facilities. Canadian grey cement production and shipments are directly related to the level of infrastructure activity in Canada and parts of the United States. Concrete manufacturers represent the dominant downstream linkage to the cement manufacturing sector, accounting for 90% of cement output. Canada's concrete value chain is somewhat vertically integrated.³⁷

6.1.2 Business as usual (BAU) scenario

The BAU scenario assumes that cement facilities will not change their emissions intensities for NO_x and SO₂ emissions between 2013 and 2035.³⁸ The BAU scenario also assumes that NO_x and SO₂ emissions grow at the same rate as production of cement over time, which in turn varies based on regional economic demand forecasts produced by E3MC. The BAU scenario emission levels for NO_x and SO₂ facilities were calculated on an annual basis using confidential data on production and emission levels provided to Environment Canada by industry under section 71 of CEPA 1999, in 2006. Based on these emission intensities, it is estimated that a minority of facilities operate with emissions intensities greater than those allowable in the proposed performance standards, and it is assumed that these facilities will not adopt emission-reduction measures unless regulated.

6.1.3 Regulatory scenario

The regulatory scenario assumes that a minority of facilities that are not already attaining the performance standards for the cement sector would adopt a mix of technologies and practices at the start of 2017 that will allow them to reach an emission intensity level consistent with the performance standards listed in Table 4. In addition, a minority of facilities not currently using continuous emission monitoring systems (CEMS) to measure releases of and report on pollutants would need to do so by 2015.

6.1.4 Key data and assumptions

This analysis assumes that, in both the BAU and regulatory scenarios, the number of facilities remains constant over time.

6. Avantages et coûts — Ciment

6.1 Cadre analytique

6.1.1 Profil du secteur

Il existe 15 usines de ciment gris dans tout le Canada. Ensemble, ces usines ont produit environ 15 millions de tonnes de ciment en 2008, ce qui correspond à environ 1,7 milliard de dollars, desquels 4,1 millions de tonnes ont été exportées (majoritairement aux États-Unis). Les ventes de ciment et de béton contribuent à plus de 8,8 milliards de dollars en ventes et à 3,2 milliards de dollars au produit intérieur brut du Canada. Plus de 27 000 Canadiens sont employés dans l'industrie canadienne du ciment pour produire du ciment ainsi que des mélanges de béton et d'autres matériaux de construction en béton. La performance environnementale varie de façon importante entre les cimenteries de ciment gris canadiennes. La production canadienne et les expéditions de ciment gris sont directement liées au niveau d'activité de l'infrastructure au Canada et dans certaines régions des États-Unis. Les fabricants de béton constituent le lien en aval dominant dans le secteur de la fabrication du ciment, ce qui représente 90 % de la production de ciment. La chaîne de valeur du béton au Canada est intégrée verticalement dans une certaine mesure³⁷.

6.1.2 Scénario de maintien du statu quo

Le scénario de maintien du statu quo suppose que les usines de ciment ne changeront pas l'intensité de leurs émissions de NO_x et de SO₂ de 2013 à 2035³⁸. Ce scénario implique également que les émissions de NO_x et de SO₂ augmentent au même rythme que la production de ciment au fil du temps, qui varie, à son tour, en fonction des prévisions régionales du modèle 3EC en matière de demande économique. Les niveaux d'émissions de NO_x et de SO₂ de ce scénario pour les usines concernées ont été calculés sur une base annuelle, au moyen de données confidentielles sur les niveaux de production et d'émissions que l'industrie a fournies à Environnement Canada en 2006, en vertu de l'article 71 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. Selon ces intensités d'émissions, on estime qu'une minorité d'usines fonctionnent avec des intensités d'émissions supérieures à celles autorisées par les normes de rendement proposées, et on pense qu'elles n'adopteront aucune mesure en matière de réduction des émissions à moins qu'elles n'y soit obligées par la loi.

6.1.3 Scénario réglementaire

Le scénario réglementaire suppose qu'une minorité d'usines ne respectant pas encore les normes de rendement pour le secteur de la fabrication du ciment adopteraient une combinaison de technologies et de pratiques au début de l'année 2017 qui leur permettront d'atteindre un niveau d'intensité des émissions conforme aux normes de rendement figurant dans le tableau 4. En outre, une minorité d'usines qui n'utilisent pas à l'heure actuelle de système de surveillance continue des émissions pour mesurer et déclarer leurs rejets de polluants devront le faire d'ici 2015.

6.1.4 Données et hypothèses clés

Dans cette analyse, on part du principe que, dans le scénario de maintien du statu quo et le scénario réglementaire, le nombre d'installations reste constant au fil du temps.

³⁷ Cement Association of Canada, available at www.cement.ca.

³⁸ There are a number of potential reasons for the existing range of emissions performance levels, such as the availability of inputs with favourable properties (i.e. for feed and fuel), existing provincial environmental initiatives, and corporate leadership initiatives.

³⁷ Site Web de l'Association canadienne du ciment : www.cement.ca/fr.

³⁸ Il existe un certain nombre de raisons possibles expliquant l'éventail actuel de niveaux de performance des émissions, comme la disponibilité des intrants ayant des propriétés favorables (c'est-à-dire pour l'alimentation et le carburant), les initiatives environnementales existantes à l'échelle provinciale et les initiatives ministérielles en matière de leadership.

Information regarding the emissions intensities of existing facilities was obtained from a variety of sources, including

- a report by Cheminfo Services on the Canadian cement sector, 2008;³⁹
- a cost model developed by the U.S. Environmental Protection Agency (EPA), 2007;⁴⁰
- a report by the European Commission on the cement industry, 2010;⁴¹
- confidential information provided to Environment Canada by industry under section 71 of CEPA 1999, in 2006; and
- industry stakeholder consultations during the BLIERS process.

6.2 Benefits — Cement

6.2.1 Air pollutant reductions

The performance standards in the cement sector are expected to reduce aggregate SO₂ and NO_x emissions by 96 kt, and 63 kt, respectively, between 2017 and 2035. These emission reductions will result in lower levels of smog and overall better air quality.

6.2.2 Interpolation of air quality impacts

As noted above, in order to estimate the benefits for all of the years between 2013 and 2035, interpolation and extrapolation techniques were used. Since efforts to attain compliance with the proposed performance standards are expected to be taken in 2017, benefits were assumed to be zero until 2017. Benefits were linearly interpolated between 2025 and 2035 and linearly extrapolated between 2017 and 2025 by extending the slope of the 2025–2035 period. This approach is based on the trend in projected emission reductions, which exhibits low variability between 2017 and 2035.

For confidentiality reasons, since the number of cement production facilities in Canada is limited, benefits will be aggregated regionally to prevent identification of facilities that would need to take steps to meet the performance requirements. Therefore, Canadian results are divided into three regions:

- West (British Columbia, Alberta, Saskatchewan and Manitoba);
- Ontario; and
- East (Quebec, New Brunswick and Nova Scotia).⁴²

6.2.3 Air quality improvements

Reductions in NO_x emissions resulting from the proposed performance standards for cement manufacturing facilities are expected to result in lower levels of ambient particulate matter and ground-level ozone. These are the two main components of smog; therefore, reductions will result in human health and environmental benefits.

Les renseignements sur les intensités des émissions des installations existantes ont été obtenus auprès de diverses sources, y compris :

- un rapport de Cheminfo Services sur le secteur de la fabrication du ciment au Canada (2008)³⁹;
- un modèle de prévision des coûts élaboré par l'Environmental Protection Agency des États-Unis (2007)⁴⁰;
- un rapport de la Commission européenne sur l'industrie du ciment (2010)⁴¹;
- des renseignements confidentiels fournis en 2006 par l'industrie à Environnement Canada en vertu de l'article 71 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*;
- des consultations avec les intervenants de l'industrie au cours du processus d'élaboration des exigences EBEL.

6.2 Avantages — Ciment

6.2.1 Réductions des polluants atmosphériques

Les normes de rendement dans le secteur de la fabrication du ciment devraient aider à réduire les émissions totales de SO₂ et de NO_x de 96 kt et de 63 kt, respectivement, de 2017 à 2035. Ces réductions d'émissions se traduiront par des niveaux inférieurs de smog et une meilleure qualité de l'air en général.

6.2.2 Interpolation des impacts sur la qualité de l'air

Comme cela a été mentionné précédemment, afin de faire une estimation des avantages pour toutes les années entre 2013 et 2035, on a utilisé des techniques d'interpolation et d'extrapolation. Puisqu'on s'attend à ce que des efforts soient faits en 2017 pour se conformer aux normes de rendement proposées, on considère qu'il n'y aura aucun avantage jusqu'à cette année. Les avantages ont été interpolés de façon linéaire pour la période allant de 2025 à 2035 et extrapolés de façon linéaire pour la période allant de 2017 à 2025, par extension de la pente de la période allant de 2025 à 2035. Cette approche se fonde sur la tendance en matière de réductions des émissions prévues, qui présente une faible variabilité de 2017 à 2035.

Pour des raisons de confidentialité, et puisque le nombre de cimenteries au Canada est limité, les avantages seront regroupés à l'échelle régionale pour empêcher l'identification des usines qui doivent prendre des mesures pour se conformer aux exigences en matière de rendement. Ainsi, les résultats pour le Canada sont répartis en trois régions :

- l'Ouest (la Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba);
- l'Ontario;
- l'Est (le Québec, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse)⁴².

6.2.3 Améliorations de la qualité de l'air

Les réductions des émissions de NO_x découlant des normes de rendement proposées pour les cimenteries devraient se traduire par des niveaux inférieurs de matières particulaires et d'ozone troposphérique dans l'air ambiant. Puisqu'il s'agit là de deux éléments principaux du smog, les réductions se traduiront par des avantages pour la santé humaine et l'environnement.

³⁹ Cheminfo Services Inc., *Socio-Economic Information, Compliance Options and Costs of Reducing Air Pollutant and Greenhouse Gas Emissions in the Canadian Cement Sector*, September 2008. Report submitted to Environment Canada.

⁴⁰ U.S. EPA, *Continuous Emission Monitoring – Information, Guidance, etc.*, posted on July 3, 2007, available at www.epa.gov/ttn/emc/cem.html.

⁴¹ European Commission, *Cement, Lime and Magnesium Oxide Manufacturing Industries*, May 2010, available at <http://eippcb.jrc.es/reference/>.

⁴² Benefits for Newfoundland and Labrador, Prince Edward Island and the territories were omitted as they are not statistically significant.

³⁹ Cheminfo Services Inc., *Socio-Economic Information, Compliance Options and Costs of Reducing Air Pollutant and Greenhouse Gas Emissions in the Canadian Cement Sector*, septembre 2008. Rapport soumis à Environnement Canada.

⁴⁰ Environmental Protection Agency des États-Unis, *Continuous Emission Monitoring – Information, Guidance, etc.*, publié le 3 juillet 2007 et disponible à l'adresse www.epa.gov/ttn/emc/cem.html.

⁴¹ Commission européenne, *Cement, Lime and Magnesium Oxide Manufacturing Industries*, mai 2010. Disponible à l'adresse <http://eippcb.jrc.es/reference/>.

⁴² Les avantages pour Terre-Neuve-et-Labrador, l'Île-du-Prince-Édouard et les territoires ont été exclus, car ils ne sont pas représentatifs sur le plan statistique.

6.2.4 Environmental benefits

The Air Quality Valuation Model 2 assesses the impacts associated with agricultural productivity, soiling, and visibility. The estimated national environmental benefits linked with the implementation of the performance standards in the cement sector are expected to be approximately \$30.8 million dollars (discounted at 3%) for the period between 2017 and 2035. Table 24 presents the estimated environmental benefits, broken down by impact and region.

Table 24: Aggregate Present Value of Environmental Benefits Associated with the Performance Standards in the Cement Sector, by Region and Environmental Impact (2017–2035, \$ Millions)

Environmental impact	Agriculture	Soiling	Visibility	
Economic indicator	Change in Sales Revenues for Crops Producers	Avoided Costs for Households	Change in Welfare for Households	Total
East	0.5	2.6	10.8	13.9
Ontario	1.8	1.1	5.4	8.3
West	6.9	0.3	1.4	8.6
Canada	9.1	4	17.6	30.8

Note: Results are expressed in constant 2012 dollars (millions) using a 3% discount rate to a base year of 2013. No environmental benefits are expected for years 2015 and 2016. Totals may not add up due to rounding.

The performance standards for the cement sector would result in decreased ambient concentrations of ground-level ozone. Based on exposure-response functions for 19 different crops, AQVM2 provides the change in production (tonnes) and total change in sales revenue per Census Agricultural Region (CAR) due to changes in levels of ozone. National benefits from increased agricultural productivity, expressed in the present value of sales revenue, are expected to be approximately \$9.1 million over the period. The West region is expected to receive more than 75% of the national benefits, as agricultural lands and most of the NO_x emission reductions are concentrated in this region.

The Air Quality Valuation Model 2 estimates the avoided cleaning costs for Canadian households associated with different levels of particulate matter of 10 micrometres or less (PM₁₀). Over the period, avoided household cleaning costs of about \$4.0 million are expected, mainly in the East region. These benefits should be considered as conservative as they do not account for avoided cleaning costs in the commercial and industrial sectors. Soiling can also generate short circuits on electrical distribution lines.

All else being equal, visibility increases as ambient concentrations of particulate matter decrease. Based on willingness to pay for improved visual range, AQVM2 estimates the monetary change in welfare for different levels of deciviews. Welfare gains from improved visibility in the residential sector are approximately \$17.6 million over the period. Consistent with the SO₂

6.2.4 Avantages pour l'environnement

Le modèle d'évaluation de la qualité de l'air 2 évalue les impacts liés à la productivité agricole, aux souillures et à la visibilité. Les avantages estimés pour l'environnement à l'échelle nationale qui sont liés à la mise en œuvre des normes de rendement dans le secteur de la fabrication du ciment devraient être d'environ 30,8 millions de dollars (valeur actualisée à 3 %) pour la période allant de 2017 à 2035. Le tableau 24 présente ces avantages répartis par impact et région.

Tableau 24 : Valeur actuelle cumulée des avantages pour l'environnement associés aux normes de rendement dans le secteur de la fabrication du ciment, par région et impact sur l'environnement (de 2017 à 2035, en millions de dollars)

Impact sur l'environnement	Agriculture	Souillures	Visibilité	
Indicateur économique	Changement dans les revenus de vente pour les producteurs de cultures agricoles	Coûts évités pour les ménages	Changement dans le bien-être des ménages	Total
Est	0,5	2,6	10,8	13,9
Ontario	1,8	1,1	5,4	8,3
Ouest	6,9	0,3	1,4	8,6
Canada	9,1	4	17,6	30,8

Remarque : Les résultats sont exprimés en dollars constants de 2012 (en millions) à un taux d'actualisation de 3 % avec 2013 comme année de référence. On ne prévoit aucun avantage pour l'environnement en 2015 et en 2016. Les chiffres de chaque colonne peuvent ne pas correspondre au total de la dernière colonne une fois additionnés, car ils ont été arrondis.

Les normes de rendement pour le secteur de la fabrication du ciment se traduiront par une diminution des concentrations ambiantes d'ozone troposphérique. En s'appuyant sur les fonctions exposition-réponse pour 19 cultures différentes, MEQA2 prévoit des changements dans la production (en tonnes) et dans les revenus de vente totaux par région agricole de recensement, et ce, en raison de changements dans les niveaux d'ozone. Les avantages pour le pays résultant de la hausse de la productivité agricole, qui sont exprimés dans la valeur actuelle des revenus de vente, devraient être d'environ 9,1 millions de dollars pendant cette période. La région de l'Ouest devrait recevoir plus de 75 % des avantages pour le pays, puisque c'est là que se trouvent les terres agricoles et la plupart des réductions d'émissions de NO_x.

Le modèle d'évaluation de la qualité de l'air 2 évalue les coûts de nettoyage évités pour les ménages canadiens associés aux différents niveaux de matières particulaires de 10 micromètres (MP₁₀) ou moins. Pendant cette période, on s'attend à ce que les coûts de nettoyage évités pour les ménages s'élèvent à environ 4 millions de dollars, principalement dans la région de l'Est. Toutefois, ces avantages doivent être considérés comme des estimations conservatrices, car ils ne tiennent pas compte des coûts de nettoyage évités dans le secteur commercial et le secteur industriel. Les souillures peuvent également générer des courts-circuits sur les lignes de distribution électrique.

Tous les autres paramètres étant constants, la visibilité augmente à mesure que les concentrations ambiantes de matières particulaires diminuent. En s'appuyant sur la volonté de payer pour une meilleure portée visuelle, MEQA2 estime le changement monétaire du bien-être pour différents niveaux de deciviews. Les gains en matière de bien-être résultant d'une meilleure visibilité

emission reductions, the largest benefits are expected in the East region.

In summary, between 2017 and 2035, the estimated present value of national combined environmental benefits associated with the performance standards for cement are expected to be approximately \$31 million. The estimates should be considered as conservative since only the impacts on agricultural productivity, soiling, and visibility were assessed by AQVM2. Other environmental impacts were not assessed due to data or methodological limitations, such as the impacts of improved visibility on tourism revenues; reduced acid deposition on forests, crops and water ecosystems; reduced smog on livestock and wildlife mortality; and lower emissions of short-lived climate forcers (black carbon) on climate change, amongst others.

6.2.5 Health benefits

While there are some direct health benefits of lower ambient levels of NO_x and SO₂, it is the contribution of these pollutants to secondary formation of PM in the atmosphere that has the greatest impact on human health. As shown in Table 25, approximately two thirds of the health benefits from the emission reduction are associated with lower ambient levels of PM_{2.5}. Another 20% of the benefits are a result of reduction in ambient ozone levels, with the remainder attributable to reductions in ambient NO_x and SO₂ levels.

Over the 2017 to 2035 period, the reductions in pollutants associated with this initiative are expected to result in approximately 300 fewer premature mortalities, 220 fewer emergency room visits, 31 000 fewer days of asthma symptoms and 220 000 fewer days of restricted activity. The present value of these health benefits (discounted at 3%) is estimated to be about \$1.5 billion over the period. The benefits by region are shown in Table 25 below.

dans le secteur résidentiel s'élèvent à environ 17,6 millions de dollars pendant la période. Conformément aux réductions des émissions de SO₂, on prévoit que la plupart des avantages proviennent de la région de l'Est.

En résumé, de 2017 à 2035, la valeur estimative actuelle des avantages combinés pour l'environnement à l'échelle nationale, qui sont associés aux normes de rendement pour le secteur de la fabrication du ciment, devrait s'élever à environ 31 millions de dollars. Les estimations doivent être considérées comme étant conservatrices puisque seuls les impacts sur la productivité agricole, les souillures et la visibilité ont été évalués par MEQA2. D'autres impacts sur l'environnement n'ont pas été évalués faute de données ou de méthodes suffisantes, tels que les impacts suivants : une meilleure visibilité sur les revenus touristiques, la réduction des retombées acides sur les forêts, les cultures et les écosystèmes d'eau, la diminution du smog sur la mortalité du bétail et de la faune, ainsi que la réduction des émissions de l'agent de forçage climatique à courte durée de vie (carbone noir) sur les changements climatiques.

6.2.5 Avantages pour la santé

Bien qu'il existe quelques avantages directs pour la santé liés à la réduction des concentrations de NO_x et de SO₂ dans l'air ambiant, c'est la contribution de ces polluants à la formation secondaire de matières particulaires dans l'atmosphère qui a le plus d'impact sur la santé humaine. Comme le montre le tableau 25, environ deux tiers des avantages pour la santé dus à la réduction des émissions sont associés à des concentrations plus faibles de matières particulaires de 2,5 micromètres (MP_{2.5}). La réduction de l'ozone dans l'air ambiant génère 20 % des avantages et la réduction des niveaux de NO_x et de SO₂ dans l'air ambiant participe au reste des avantages.

Pendant la période allant de 2017 à 2035, les réductions de polluants associées à cette initiative devraient se traduire par une diminution d'environ 300 décès prématurés, 220 visites en salle d'urgence, 31 000 jours de symptômes d'asthme et 220 000 jours d'activité restreinte. La valeur actuelle de ces avantages pour la santé (actualisée à 3 %) est estimée à environ 1,5 milliard de dollars pendant cette période. Les avantages par région sont présentés dans le tableau 25 ci-dessous.

Table 25: Aggregate Present Value of Health Benefits Associated with the Performance Standards in the Cement Sector, by Region and Impact (2017–2035, \$ Millions)

Region	Aggregate Counts of Selected Health Impacts				Present Value of Total Avoided Health Outcomes by Pollutants (in 2013, \$ Millions)			
	Premature Mortalities	Cardiac and Respiratory Emergency Room Visits	Asthma Symptom Days	Days of Restricted Activity in Non Asthmatics	PM 2.5 Related	Annual and Summer Ozone	Other (SO ₂ and NO _x)	Total
East	170	90	9 000	120 000	639.4	60.7	128.4	828.5
Ontario	86	71	11 000	70 000	284.2	108.7	27.1	420.0
West	44	57	12 000	34 000	68.4	130.5	8.6	207.5
Canada	300	220	31 000	224 000	992.0	299.9	164.1	1,456.0

Note: Monetized results are expressed in constant 2012 dollars (millions) using a 3% discount rate to a base year of 2013. No incremental health benefits are expected for years 2015 and 2016. Totals may not add up due to rounding.

Tableau 25 : Valeur actuelle cumulée des avantages pour la santé associés aux normes de rendement dans le secteur de la fabrication du ciment, par région et impact (de 2017 à 2035, en millions de dollars)

Région	Totaux cumulatifs de certains impacts sur la santé				Valeur actuelle des impacts des polluants sur la santé évités au total (en 2013, en millions de dollars)			
	Mortalité prématurée	Problèmes cardiaques et respiratoires — Visites en salle d'urgence	Jours de symptômes d'asthme	Jours d'activité restreinte pour les non asthmatiques	Liée aux MP _{2,5}	Ozone annuel et estival	Autres (SO ₂ et NO _x)	Total
Est	170	90	9 000	120 000	639,4	60,7	128,4	828,5
Ontario	86	71	11 000	70 000	284,2	108,7	27,1	420,0
Ouest	44	57	12 000	34 000	68,4	130,5	8,6	207,5
Canada	300	220	31 000	224 000	992,0	299,9	164,1	1 456,0

Remarque : Les résultats sont exprimés en dollars constants de 2012 (en millions) à un taux d'actualisation de 3 % avec 2013 comme année de référence. On ne prévoit aucun avantage différentiel pour la santé en 2015 et en 2016. Les nombres de chaque colonne peuvent ne pas correspondre au total de la dernière colonne une fois additionnés, car ils ont été arrondis.

6.2.6 Total benefits

It is estimated that the present value of national environmental and health benefits associated with the performance standards for cement will amount to about \$1.5 billion over the period.

6.3 Costs — Cement

The proposed Regulations would impose costs on the cement industry and the federal government.

6.3.1 Incremental costs to cement industry

There are a number of demonstrated practices and technologies in the cement sector in Canada that can be used to meet the performance standards for NO_x and SO₂ emissions. Technologies adopted to comply with the proposed performance standards will likely differ across facilities to fit their specific physical and process factors. These technologies are already well established within the cement industry and can be implemented at relatively low cost to a company.

For the purpose of cost calculations, this analysis assumes that selective non-catalytic reduction (SNCR) is the technology chosen by each cement facility that needs to take actions to meet the performance standards for NO_x emissions, and that lime injection is the technology chosen by each cement facility that needs to take action to meet the performance standards for SO₂ emissions. Although there are other options, these technologies are representative in that they appear to be the most commonly implemented within the Canadian sector and well established in the global cement sector as technologies that can be added on to a kiln system to reduce NO_x and SO₂ emissions.

In addition, facilities which have not already installed CEMS would need to do so by 2015 in order to meet the monitoring standards of the proposed Regulations.

• Capital costs

Capital costs that would be incurred by facilities in order to acquire the technologies needed for compliance were modelled as one-time expenditures in 2017 for NO_x and SO₂ technologies and one-time expenditures in 2015 for monitoring technologies. In addition, it was assumed that all three technologies have a useful life of 20 years, a constant rate of effectiveness over time, and

6.2.6 Total des avantages

On estime que la valeur actuelle du total des avantages cumulés pour l'environnement et la santé à l'échelle nationale, qui sont associés aux normes de rendement pour le secteur de la fabrication du ciment, s'élèvera à environ 1,5 milliard de dollars au cours de la période.

6.3 Coûts — Ciment

Le projet de règlement imposerait des coûts à l'industrie du ciment et au gouvernement fédéral.

6.3.1 Coûts différentiels pour l'industrie du ciment

Il existe un certain nombre de pratiques et de technologies éprouvées dans le secteur de la fabrication du ciment au Canada qui peuvent être utilisées pour se conformer aux normes de rendement en matière d'émissions de NO_x et de SO₂. Les technologies adoptées pour se conformer aux normes de rendement proposées risquent de diverger d'une usine à l'autre en fonction de leur capacité et de leurs processus. Ces technologies sont déjà bien établies dans l'industrie du ciment et peuvent être mises en œuvre à un coût relativement faible pour une entreprise.

Afin de calculer les coûts, cette analyse suppose que chaque cimenterie devant prendre des mesures pour satisfaire aux normes de rendement en matière d'émissions de NO_x choisit la réduction non catalytique sélective en tant que technologie et que l'injection de chaux est la technologie que choisit chaque usine de ciment devant prendre des mesures pour se conformer aux normes de rendement en matière d'émissions de SO₂. Même s'il existe d'autres solutions, ces technologies sont représentatives, car elles semblent être les plus couramment mises en œuvre dans le secteur canadien et bien établies dans le secteur mondial de la fabrication du ciment en tant que technologies pouvant être ajoutées à un système de four pour réduire les émissions de NO_x et de SO₂.

En outre, les usines qui n'ont pas déjà installé de systèmes de surveillance continue des émissions devraient le faire d'ici 2015 afin de satisfaire aux normes de surveillance du projet de règlement.

• Coûts en capital

Les coûts en capital que les installations engageraient en vue d'acquiescer les technologies nécessaires à la conformité ont été modélisés en tant que dépenses ponctuelles pour des technologies de réduction des émissions de NO_x et de SO₂ en 2017 et pour des technologies de surveillance en 2015. Par ailleurs, on a supposé que ces trois technologies ont une durée de vie utile de 20 ans et

that they do not impact production or non-regulated emissions. Table 26 below provides a summary of the capital costs of these technologies considering the number of units expected to be purchased by non-compliant facilities.

Table 26: Capital Compliance Costs for Cement Facilities

Technology	Number of Facilities	Cost per Unit	Total Undiscounted (2015–2035) [\$ Millions]	Total Present Value (2015–2035) [\$ Millions]
SNCR (NO _x)	5	1,040,090	5.2	4.7
Lime injection (SO ₂)	4	451,226	1.8	1.6
CEMS (monitoring)	3	355,311	1.1	1.0
Total capital costs			8.1	7.3

Note: Results are expressed in constant 2012 dollars. Present value costs are discounted to the year 2013 with a 3% discount rate to a base year of 2013. The number of facilities which are expected to adopt a given technology cannot be published due to confidentiality concerns. Totals may not add up due to rounding.

• Operating costs

Facilities that need to take action to comply with the performance standards would also incur incremental annual operating costs from 2015 to 2035 inclusively. Table 27 below includes operating costs associated with each emission control technology included in the analysis.

Table 27: Operating Compliance Costs for Cement Facilities

Technology	Annual Operating Cost per Unit	Total Undiscounted (2015–2035) [\$ Millions]	Total Present Value (2015–2035) [\$ Millions]
SNCR (NO _x)	Varies by facility based on clinker production — \$0.50/tonne clinker	26.5	18.3
Lime injection (SO ₂)	Varies between \$177,000–\$353,000/facility	19.5	13.5
CEMs (monitoring)	\$60,000	4.2	3
Total operating costs		50.2	34.8

Note: Results are expressed in constant 2012 dollars. Present value costs are discounted to the year 2013 with a 3% discount rate to a base year of 2013. The number of facilities which are expected to adopt a given technology cannot be published due to confidentiality concerns. Totals may not add up due to rounding.

un taux constant d'efficacité au fil du temps, et qu'elles n'affectent pas la production ou les émissions non réglementées. Le tableau 26 ci-dessous présente un résumé des coûts en capital de ces technologies, en tenant compte du nombre d'unités que les installations non conformes devraient acheter.

Tableau 26 : Coûts en capital liés à la conformité pour les cimenteries

Technologie	Nombre d'usines	Coût par unité	Total non actualisé (2015-2035) [en millions de dollars]	Valeur actuelle totale (de 2015 à 2035) [en millions de dollars]
Réduction non catalytique sélective (NO _x)	5	1 040 090	5,2	4,7
Injection de chaux (SO ₂)	4	451 226	1,8	1,6
Systèmes de surveillance continue des émissions (surveillance)	3	355 311	1,1	1,0
Total des coûts en capital			8,1	7,3

Remarque : Les résultats sont exprimés en dollars constants de 2012. La valeur actuelle des coûts est actualisée pour 2013, à un taux d'actualisation de 3 % avec 2013 comme année de référence. Le nombre d'usines qui devraient adopter une technologie donnée ne peut être publié pour des raisons de confidentialité. Les nombres étant arrondis, leurs sommes ne correspondent pas nécessairement aux totaux.

• Coûts d'exploitation

Les installations devant prendre des mesures pour se conformer aux normes de rendement devraient également engager des coûts d'exploitation annuels différentiels de 2015 à 2035, inclusivement. Le tableau 27 ci-dessous comprend les coûts d'exploitation associés à chaque technologie antipollution incluse dans l'analyse.

Tableau 27 : Coûts d'exploitation liés à la conformité pour les cimenteries

Technologie	Coûts d'exploitation annuels par unité	Total non actualisé (2015-2035) [en millions de dollars]	Valeur actuelle totale (de 2015 à 2035) [en millions de dollars]
Réduction non catalytique sélective (NO _x)	Varient d'une usine à l'autre selon la production de clinker — 0,50 \$/tonne de clinker	26,5	18,3
Injection de chaux (SO ₂)	Vont de 177 000 \$ à 353 000 \$/usine	19,5	13,5
Systèmes de surveillance continue des émissions (surveillance)	60 000 \$	4,2	3
Total des coûts d'exploitation		50,2	34,8

Remarque : Les résultats sont exprimés en dollars constants de 2012 (en millions pour la valeur non actualisée et actuelle totale). La valeur actuelle des coûts est actualisée pour 2013, à un taux d'actualisation de 3 % avec 2013 comme année de référence. Le nombre d'usines qui devraient adopter une technologie donnée ne peut être publié pour des raisons de confidentialité. Les chiffres étant arrondis, leurs sommes ne correspondent pas nécessairement aux totaux.

- Reporting/administrative costs

Administrative costs include estimated costs of learning about the regulations, preparing and submitting reports and maintaining records (as described in detail in the section “‘One-for-One’ Rule’ below). The present value of reporting and administrative costs over the period is approximately \$21,000.

- Total compliance costs

It is estimated that the present value of total compliance costs associated with the performance standards for the cement sector will amount to \$42.1 million in present value terms, as shown in Table 28 below.

Table 28: Present Value of Compliance Costs Associated with the Performance Standards for the Cement Sector, by Region (2015–2035, \$ Millions)

Region	Capital Costs	Operating Costs	Reporting Costs	Total
East	1.8	8.6	Less than 0.5	10.5
Ontario	2.7	16.3	Less than 0.5	19.0
West	2.8	9.9	Less than 0.5	12.6
Canada	7.3	34.8	Less than 0.5	42.1

Note: Results are expressed in constant 2012 dollars (millions) using a 3% discount rate to a base year of 2013.

6.3.2 Costs to Government

Costs to the Government of Canada associated with the proposed performance standards fall into three principal categories: compliance promotion costs, enforcement costs, and regulatory administration costs. The estimates of these costs are described below.

Compliance promotion: It is anticipated that total present value compliance promotion costs would be \$67,100 from 2015 to 2035. Compliance promotion activities may include the distribution of promotional material to explain the proposed Regulations. Particular emphasis would be placed on the new emissions standards and reporting requirements. All compliance promotion activities would be adjusted according to compliance analyses or if unforeseen compliance challenges arise.

Enforcement: The federal government would incur incremental costs related to training, inspections, investigations, and measures to deal with any alleged violations. With respect to enforcement costs, a one-time present value amount of \$150,000 would be required for the training of enforcement officers and to meet information management requirements. The total present value of enforcement costs over the period are estimated to be about \$605,000, comprising the costs of inspections (which include operation and maintenance costs, transportation and sampling costs), investigations, measures to deal with alleged violations (including warnings, environmental protection compliance orders and injunctions) and prosecutions.

Regulatory administration: Government administration costs are expected to be incurred by the Government in order to develop reporting infrastructure and to support submissions on an ongoing basis. The present value of administrative costs is estimated at approximately \$533,000.

- Coûts administratifs et de production de rapports

Les coûts administratifs incluent les coûts estimatifs de l'apprentissage de la réglementation, de la préparation et de la soumission de rapports, ainsi que de la tenue des dossiers (comme il est décrit en détail dans la section sur la “Règle du « un pour un »” ci-dessous). La valeur actuelle des coûts administratifs et de production de rapports au cours de la période est d'environ 21 000 \$.

- Total des coûts liés à la conformité

On estime que la valeur actuelle du total des coûts liés à la conformité et associés aux normes de rendement pour le secteur de la fabrication du ciment s'élèvera à 42,1 millions de dollars, comme l'illustre le tableau 28 ci-dessous.

Tableau 28 : Valeur actuelle des coûts liés à la conformité et associés aux normes de rendement pour le secteur de la fabrication du ciment, par région (de 2015 à 2035, en millions de dollars)

Région	Coûts en capital	Coûts de fonctionnement	Coûts de production de rapports	Total
Est	1,8	8,6	Moins de 0,5	10,5
Ontario	2,7	16,3	Moins de 0,5	19,0
Ouest	2,8	9,9	Moins de 0,5	12,6
Canada	7,3	34,8	Moins de 0,5	42,1

Remarque : Les résultats sont exprimés en dollars constants de 2012 (en millions) à l'aide d'un taux d'actualisation de 3 % avec 2013 comme année de référence.

6.3.2 Coûts pour le gouvernement

Les coûts du projet de règlement pour le gouvernement du Canada sont classés dans trois catégories principales : les coûts liés à la promotion de la conformité, les coûts liés à l'application de la loi, et les coûts administratifs liés au Règlement. Les estimations de ces coûts sont décrites ci-dessous.

Promotion de la conformité : La valeur actuelle totale des coûts de promotion de la conformité devrait s'élever à 67 100 \$ de 2015 à 2035. Les activités de promotion de la conformité incluront peut-être la distribution de matériel promotionnel pour expliquer le projet de règlement. Un accent particulier serait mis sur les nouvelles normes d'émissions et exigences en matière de déclaration. Toutes les activités de promotion de la conformité seraient ajustées en fonction des analyses de la conformité ou en cas de problèmes de conformité imprévus.

Application de la loi : Le gouvernement fédéral assumerait les coûts différentiels liés à la formation, aux inspections, aux enquêtes et aux mesures relatives aux infractions présumées. En ce qui concerne les coûts liés à l'application de la loi, un montant unique de 150 000 \$ (valeur actuelle) serait nécessaire pour la formation des agents d'application de la loi et pour satisfaire aux exigences en matière de gestion de l'information. On estime la valeur totale actuelle des coûts liés à l'application de la loi au cours de cette période à environ 605 000 \$, ce qui inclut les coûts liés aux inspections (y compris les coûts liés à l'exploitation, à l'entretien, au transport et à l'échantillonnage), aux enquêtes, aux mesures relatives aux infractions présumées (y compris les avertissements, les ordonnances exécutoires en matière de protection de l'environnement et les injonctions) et aux poursuites.

Gestion du Règlement : On s'attend à ce que le gouvernement assume ses propres coûts administratifs liés à la création d'une infrastructure pour la déclaration et afin d'appuyer les submissions de façon continue. La valeur actuelle des coûts administratifs est estimée à environ 533 000 \$.

6.4 Summary of benefits and costs — Cement

Table 29 below summarizes the benefits and costs of the proposed performance standard for the cement sector.

6.4 Résumé des avantages et des coûts — Ciment

Le tableau 29 ci-dessous résume les avantages et les coûts liés à la norme de rendement proposée pour le secteur de la fabrication du ciment.

Table 29: Summary of Main Results — Cement (\$ Millions)*

Incremental costs and benefits	2014–2020	2021–2025	2026–2030	2031–2035	Total 2014–2035 (Present Value)
					Undiscounted
A. Quantified impacts (\$ millions)					
<i>Benefits to Canadians</i>					
Environmental benefits (agriculture, soiling, visibility)	8.5	11.4	12.2	13.1	30.8
GHG benefits	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Health benefits	314.3	503.4	626.2	749.0	1,456.0
Total benefits	322.7	514.7	638.4	762.1	1,486.8
<i>Costs to industry</i>					
Capital costs	8.1	0	0	0	7.3
Operating costs	10.9	13.1	13.1	13.1	34.8
Subtotal	19.0	13.1	13.1	13.1	42.1
<i>Costs to Government</i>					
Compliance promotion, enforcement and regulatory administration	0.7	0.3	0.3	0.3	1.2
Total costs	19.8	13.5	13.5	13.5	43.4
Net benefits	302.9	501.3	625.0	748.6	1,443.4
Benefit-to-cost ratio	16.4	38.3	47.6	56.7	34.4
B. Quantified impacts, non-monetized — e.g. from a risk assessment					
Reduction in SO ₂ (kt)	20	25	25	26	96
Reduction in NO _x (kt)	12	16	17	17	63

* All numbers are undiscounted except for total (present value) numbers, which are discounted to 2013 using a 3% discount rate.

Note: Administrative costs for industry are not shown because they are in an order of magnitude lower than other costs (total present value is about \$15,000).

Tableau 29 : Résumé des principaux résultats — Ciment (en millions de dollars)*

Coûts et avantages différentiels	2014-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total pour la période de 2014 à 2035 (Valeur actuelle)
					Valeur non actualisée
A. Impacts quantifiés (en millions de dollars)					
<i>Avantages pour les Canadiens</i>					
Avantages pour l'environnement (agriculture, souillures, visibilité)	8,5	11,4	12,2	13,1	30,8
Avantages concernant les gaz à effet de serre	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Avantages pour la santé	314,3	503,4	626,2	749,0	1 456,0
Avantages totaux	322,7	514,7	638,4	762,1	1 486,8
<i>Coûts pour l'industrie</i>					
Coûts en capital	8,1	0	0	0	7,3
Coûts d'exploitation	10,9	13,1	13,1	13,1	34,8
Sous-total	19,0	13,1	13,1	13,1	42,1
<i>Coûts pour le gouvernement</i>					
Promotion de la conformité, application de la loi et gestion du Règlement	0,7	0,3	0,3	0,3	1,2
Coûts totaux	19,8	13,5	13,5	13,5	43,4

Tableau 29 : Résumé des principaux résultats — Ciment (en millions de dollars)* [suite]

Coûts et avantages différentiels	2014-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total pour la période de 2014 à 2035 (Valeur actuelle)
	Valeur non actualisée				Valeur actualisée
A. Impacts quantifiés (en millions de dollars) [suite]					
Avantages nets	302,9	501,3	625,0	748,6	1 443,4
Ratio avantages-coûts	16,4	38,3	47,6	56,7	34,4
B. Impacts quantifiés non exprimés en termes monétaires (par exemple provenant d'une évaluation des risques)					
Réduction des émissions de SO ₂ (kt)	20	25	25	26	96
Réduction des émissions de NO _x (kt)	12	16	17	17	63

* Tous les nombres ne sont pas actualisés, sauf pour le nombre total (valeur actuelle), qui est actualisé pour 2013 à un taux d'actualisation de 3 %.

Note : Les coûts administratifs de l'industrie ne sont pas présentés, car leur ordre de grandeur est plus petit que celui des autres coûts (leur valeur actuelle totale est d'environ 15 000 \$).

7. Uncertainty and sensitivity analysis

7.1 Engines

Sensitivity analysis was undertaken by applying changes to key variables used in the analysis. Net benefits remain positive for the range of variables considered (each is discussed in turn below).

A discount rate of 3% is used in the analysis. If a 7% discount rate is used, net benefits would decrease to \$3.6 billion.

The analysis assumes a natural gas fuel price of \$4/MMBtu for the operation of the engines. In the sensitivity analysis, net benefits decrease by \$78 million when the fuel price decreases by 30% or increase by \$26 million (0.4%) when the fuel price increases by 30%. The largest fuel savings benefits are expected later in the period of analysis.

The sensitivity analysis also considers different capital costs for each engine model replacement or retrofit option. Also, the difference in cost between the replacement of engines that reach their end of life with new engines, compared to the cost of replacement with surplus engines, may be higher. Consequently, capital costs are varied by more or less 50%; net benefits decrease by \$102 million or increase by \$102 million, respectively.

Similarly, the analysis applies different annual maintenance and fuel costs depending on the characteristics of each engine model and/or retrofit option. In the case where maintenance costs vary by more or less 30%, net benefits increase or decrease by \$57 million. In the case where fuel saved varies by more or less 30%, net benefits in terms of fuel expenditure increase or decrease by \$67 million.

If all engines were to last 60 years, net benefits would increase by \$247 million. If all engines lasted only 20 years, net benefits would decrease by \$257 million.

A summary of the sensitivity analysis is presented in Table 30.

7. Analyse d'incertitude et de sensibilité

7.1 Moteurs

Une analyse de sensibilité a été menée en appliquant des modifications aux principales variables utilisées dans l'analyse. Les avantages nets restent positifs pour l'éventail de variables prises en considération (chacune d'entre elles est examinée ci-dessous).

Un taux d'actualisation de 3 % est utilisé dans l'analyse. Si on utilisait un taux d'actualisation de 7 %, les avantages nets diminueraient à 3,6 milliards de dollars.

L'analyse suppose un prix du gaz naturel de 4 \$/MMBtu pour le fonctionnement des moteurs. Dans l'analyse de sensibilité, les avantages nets diminuent de 78 millions de dollars, lorsque le prix du carburant baisse de 30 %, ou augmentent de 26 millions de dollars (0,4 %), lorsque le prix du carburant augmente de 30 %. Les avantages les plus importants liés aux économies de carburant sont attendus plus tard au cours de la période analysée.

Dans le cadre de l'analyse de sensibilité, on examine également les différents coûts en capital liés au remplacement ou à la mise à niveau de chaque modèle de moteur. En outre, la différence peut être plus élevée entre le coût du remplacement des moteurs qui atteignent la fin de leur vie utile par de nouveaux moteurs et le coût du remplacement par des moteurs excédentaires. De ce fait, les coûts en capital ont été variés de plus ou de moins 50 %; les avantages nets diminuent de 102 millions de dollars ou augmentent de 102 millions de dollars, respectivement.

De même, l'analyse utilise différents coûts annuels d'entretien et de carburant en fonction des caractéristiques de chaque modèle de moteur ou du choix d'une mise à niveau. Si les coûts d'entretien varient de plus ou de moins 30 %, les avantages nets augmentent ou diminuent de 57 millions de dollars. Si le carburant économisé varie de plus ou de moins 30 %, les avantages nets augmentent ou diminuent de 67 millions de dollars sur le plan des dépenses en carburant.

Si tous les moteurs duraient 60 ans, les avantages nets augmenteraient de 247 millions de dollars. Mais, si tous les moteurs ne duraient que 20 ans, les avantages nets diminueraient de 257 millions de dollars.

Un résumé de l'analyse de sensibilité est présenté dans le tableau 30.

Table 30: Sensitivity Analysis for Engines
(\$ Millions)

Sensitivity variables	Net Present Value		
	Lower	Central	Upper
Discount rate: Undiscounted, 7%	10,613	6,491	3,633
Natural gas price: -30%, +30%	6,412	6,491	6,517
Capital cost: -50%, +50%	6,389	6,491	6,593
Maintenance cost: -30%, +30%	6,548	6,491	6,434
Net quantity of fuel saved: -30%, +30%	6,424	6,491	6,558
Engine life: Lower: all engines last 20 years Upper: all engines last 60 years	6,234	6,491	6,737

Note: Present value in 2012 dollars (millions). Discounted at 3% to base year 2013.

7.2 Boilers and heaters

Sensitivity analysis was conducted by varying the value of several key parameters in order to examine the effects on net benefits of changes in several key assumptions. Key parameters considered here are the capital cost per unit, the 40-year equipment life and the discount rate.

In the analysis, approximately \$74,000 (or about 4% of the cost of a conventional boiler without NO_x controls) is assumed to represent the incremental capital cost attributable to the Regulations. Table 31 below presents alternative costs assuming more or less 30% of the assumed value.

Table 31: Capital Cost Sensitivity Analysis for Boilers and Heaters
(\$ Millions)

Sensitivity variables	Present Value		
	-30%	Central	+30%
Net benefits	1,147.6	1,132.9	1,119.0

The analysis assumes a 40-year equipment life, which resulted in 57 (of 828) original boilers that would be subject to performance standards in 2026 or 2036 being replaced prior to the respective compliance dates for original equipment. Table 32 depicts the impact of assuming a 30- or 50-year equipment life in terms of the number of retrofits required and cost per unit.

Table 32: Equipment Life Sensitivity Analysis for Boilers and Heaters

Sensitivity variables	Present Value		
	30 years	40 years	50 years
Number of boilers that would be replaced at end of useful life	615	468	259
Number of boilers that would be retrofitted due to Regulations	0	0	23

Tableau 30 : Analyse de sensibilité pour les moteurs
(en millions de dollars)

Variables de sensibilité	Valeur actuelle nette		
	Inférieure	Moyenne	Supérieure
Taux d'actualisation : valeur non actualisée, 7 %	10 613	6 491	3 633
Prix du gaz naturel : -30 %, +30 %	6 412	6 491	6 517
Coût en capital : -50 %, +50 %	6 389	6 491	6 593
Coût d'entretien : -30 %, +30 %	6 548	6 491	6 434
Quantité nette de carburant économisé : -30 %, +30 %	6 424	6 491	6 558
Durée de vie utile d'un moteur : Tous les moteurs durent 20 ans (valeur inférieure) Tous les moteurs durent 60 ans (valeur supérieure)	6 234	6 491	6 737

Remarque : La valeur actuelle est exprimée en millions de dollars de 2012, à un taux d'actualisation de 3 % avec 2013 comme année de référence.

7.2 Chaudières et fours industriels

Une analyse de sensibilité a été menée en faisant varier la valeur de plusieurs paramètres principaux afin d'examiner les effets sur les avantages nets des changements dans plusieurs hypothèses clés. Les principaux paramètres pris en considération ici sont le coût en capital par unité, une durée de vie utile de 40 ans pour l'équipement et le taux d'actualisation.

Dans le cadre de l'analyse, on part du principe que le coût différentiel en capital attribuable au Règlement s'élève à environ 74 000 \$ (soit environ 4 % du coût d'une chaudière classique sans système de contrôle de NO_x). Le tableau 31 ci-dessous présente les autres coûts en partant d'une valeur supposée de plus ou de moins 30 %.

Tableau 31 : Analyse de sensibilité du coût en capital pour les chaudières et les fours industriels
(en millions de dollars)

Variables de sensibilité	Valeur actuelle		
	-30 %	Valeur moyenne	+30 %
Avantages nets	1 147,6	1 132,9	1 119,0

Comme l'analyse repose sur l'hypothèse que la durée de vie utile de l'équipement est de 40 ans, cela implique que 57 chaudières originales (sur 828) seraient soumises aux normes de rendement en 2026 ou en 2036, car elles devraient ainsi être remplacées avant les dates respectives de conformité pour les équipements originaux. Le tableau 32 illustre les impacts de l'hypothèse selon laquelle l'équipement a une durée de vie utile de 30 ou 50 ans, relativement au nombre de mises à niveau nécessaires et au coût par unité.

Tableau 32 : Analyse de sensibilité de la durée de vie utile de l'équipement pour les chaudières et les fours industriels

Variables de sensibilité	Valeur actuelle		
	30 ans	40 ans	50 ans
Nombre de chaudières qui seraient remplacées en fin de vie utile	615	468	259
Nombre de chaudières qui seraient mises à niveau en raison du Règlement	0	0	23

Table 32: Equipment Life Sensitivity Analysis for Boilers and Heaters — *Continued*

Sensitivity variables	Present Value		
	30 years	40 years	50 years
Number of new modern boilers due to economic growth	413	413	413
Number of boilers replaced after 2035 (outside of period of analysis)	213	360	546
Present value of capital cost (\$/unit)	49,218	54,025	51,362

As shown above, a longer equipment life implies that a small number of units (23) would be retrofitted to upgrade their burners on an original older boiler. Nonetheless, the impact on capital costs and the overall NPV over the period is low relative to the net benefits.

The sensitivity analysis of alternative discount rates is presented in Table 33 below.

Table 33: Discount Rate Sensitivity Analysis (\$ Millions)

Sensitivity variables	Net Present Value		
	Lower (undiscounted)	Central (3%)	Upper (7%)
Net benefit	1,785.0	1,132.9	651.6

7.3 Cement

A sensitivity analysis was conducted by varying the value of several key parameters in order to examine the effects on net benefits of changes in several key assumptions. The variable that has the largest impact on net benefits is the discount rate. In addition, given that the present value of benefits (discounted at 3%) is more than 30 times higher than costs, there is a high level of confidence that the cost-benefit analysis would still be positive even if benefits were largely overestimated. Undiscounted results as well as results discounted with a 7% discount rate are presented in Table 34 below.

Table 34: Discount Rate Sensitivity Analysis for Cement (\$ Millions)

Sensitivity variables	Net Present Value		
	Undiscounted	Central (3%)	7%
Discount rate	2,179	1,444	882

8. Distributional and competitiveness impacts

Generally, with respect to the competitiveness impacts of the proposed performance standards, consideration was given to the ability of the sector and affected firms to absorb costs (given profit margins and competitive pressures) or pass on costs to consumers (through higher product prices) given the size of the estimated costs.

Tableau 32 : Analyse de sensibilité de la durée de vie utile de l'équipement pour les chaudières et les fours industriels (*suite*)

Variables de sensibilité	Valeur actuelle		
	30 ans	40 ans	50 ans
Nombre de chaudières modernes qui seraient installées en raison d'une croissance économique	413	413	413
Nombre de chaudières qui seraient remplacées après 2035 (ne sont pas incluses dans la période d'analyse)	213	360	546
Valeur actuelle du coût en capital (en dollars par unité)	49 218	54 025	51 362

Comme il est indiqué ci-dessus, une durée de vie utile plus longue pour l'équipement implique qu'un petit nombre de chaudières originales plus anciennes (23) seraient admissibles pour une mise à niveau de leurs brûleurs. Néanmoins, les impacts sur les coûts en capital et la valeur actuelle nette générale pour la période sont faibles par rapport aux avantages nets.

L'analyse de sensibilité des autres taux d'actualisation est présentée dans le tableau 33 ci-dessous.

Tableau 33 : Analyse de sensibilité des taux d'actualisation (en millions de dollars)

Variables de sensibilité	Valeur actuelle nette		
	Inférieure (non actualisée)	Moyenne (3%)	Supérieure (7%)
Avantages nets	1 785,0	1 132,9	651,6

7.3 Ciment

Une analyse de sensibilité a été menée en faisant varier la valeur de plusieurs paramètres principaux, afin d'examiner les effets sur les avantages nets des changements dans plusieurs hypothèses clés. La variable qui a la plus grande incidence sur les avantages nets est le taux d'actualisation. De plus, étant donné que la valeur actuelle des avantages (actualisée à 3%) est plus de 30 fois supérieure aux coûts, un niveau élevé de confiance permet de penser que l'analyse coûts-avantages resterait positive même si les avantages s'avéraient largement surestimés. Les résultats non actualisés ainsi que ceux actualisés à un taux de 7% sont présentés dans le tableau 34 ci-dessous.

Tableau 34 : Analyse de sensibilité du taux d'actualisation pour le ciment (en millions de dollars)

Variables de sensibilité	Valeur actuelle nette		
	Non actualisée	Centrale (3%)	7%
Taux d'actualisation	2 179	1 444	882

8. Impacts sur la répartition et la concurrence

Généralement, en ce qui a trait aux impacts des normes de rendement proposées sur la compétitivité, l'analyse considère la capacité du secteur et des firmes ciblées à absorber les coûts (compte tenu des marges de profit et des pressions de la compétitivité) ou à refiler les coûts aux consommateurs (par une hausse des prix) selon l'ordre de grandeur des coûts estimés.

8.1 Engines

The estimated compliance cost impacts associated with the proposed performance standards for engines are expected to be distributed across sectors as follows: upstream oil and gas (88%) and natural gas transmission pipeline (12%). In line with the sector impacts, estimated costs are expected to be distributed across the country as follows: British Columbia (-5%, due to fuel savings), Alberta (86%), Saskatchewan (8%), Manitoba (<1%), Ontario (3%), Newfoundland and Labrador (7%), and Nova Scotia (<1%). Although benefits are expected to occur in all provinces and territories, the largest share of benefits will occur in Alberta.

The magnitude of the estimated costs associated with the proposed performance standards is expected to be small. For modern engines, the Regulations are in line with current U.S. EPA regulations. Overall, the estimated average annual cost of the proposed performance standards over the period would represent a small increase relative to sector-wide oil and gas net cash expenditures, (e.g. less than a 0.05% increase relative to 2011 expenditures),⁴³ though costs would vary across affected firms. The requirements for original engines would be expected to achieve significant reductions in NO_x and to result in fuel and maintenance savings for some operators. For original engines, the proposed performance standards provide significant flexibility in both implementation and timing; the requirements would include the ability for firms to comply through a fleet average calculation option and the most stringent emissions limit for original engines would not come into effect until 11 years after implementation. These provisions would reduce the potential for stranded capital and allow firms to plan compliance into maintenance and investment schedules.

The competitive positions of the sectors that would be affected by the proposed performance standards are varied, and firms within each sector have different capacities to respond to regulatory costs. The upstream oil and gas sector and the firms within it are generally price takers and would not be able to pass on costs to consumers. While upstream natural gas is currently facing competitive pressures as a result of lower natural gas prices due to increased shale gas production in the United States, and given the flexibility and minimal costs associated with the proposed performance standards, it is expected that the competitive position of firms within this sector would not change. As the natural gas transmission pipeline sector is a regulated monopoly, there may be some ability for firms in the sector to pass on regulatory costs, though the impact is not expected to be material given the small magnitude of the costs and the flexibility associated with the proposed performance standards.

8.2 Boilers and heaters

The estimated compliance cost impacts associated with the proposed performance standards for boilers and heaters are expected to be distributed across sectors as follows: oil sands (48%), pulp and paper (21%), chemicals (17%), upstream oil and gas

8.1 Moteurs

Les impacts estimés des coûts de mise en conformité liés aux normes de rendement proposées pour les moteurs devraient se répartir entre les différents secteurs comme suit : 88 % pour le secteur de la production de pétrole et de gaz en amont et 12 % pour le secteur des pipelines de transport de gaz naturel. Conformément aux impacts des secteurs touchés, les coûts estimatifs devraient se répartir dans tout le pays comme suit : -5 % pour la Colombie-Britannique (grâce à des économies de carburant), 86 % pour l'Alberta, 8 % pour la Saskatchewan, < 1 % pour la Manitoba, 3 % pour l'Ontario, 7 % pour Terre-Neuve-et-Labrador, et < 1 % pour la Nouvelle-Écosse. Même si les avantages devraient être générés dans l'ensemble des provinces et des territoires, la plupart d'entre eux le seront en Alberta.

On s'attend à ce que l'importance des coûts estimatifs liés aux normes de rendement proposées soit faible. En ce qui a trait aux moteurs modernes, le Règlement correspond à la réglementation actuelle de l'EPA des États-Unis. De manière générale, les coûts moyens annuels des normes réglementaires proposées durant la période représenteraient une petite augmentation par rapport aux dépenses nettes du secteur du pétrole et du gaz (par exemple une augmentation de moins de 0,05 % par rapport aux niveaux des dépenses de 2011⁴³), malgré que les coûts pourraient varier selon les firmes touchées. On s'attend à ce que les exigences concernant les moteurs originaux aident à réduire de façon importante les émissions de NO_x et qu'elles se traduisent par des économies de carburant et d'entretien pour certains exploitants. En ce qui concerne les moteurs originaux, les normes de rendement proposées offrent une souplesse importante relativement à la mise en œuvre et au calendrier; les exigences incluraient la possibilité pour les entreprises de se conformer en calculant la moyenne de leur parc, et la limite la plus stricte en matière d'émissions des moteurs originaux n'entrerait en vigueur que 11 ans après la mise en œuvre. Ces dispositions aideraient à réduire le risque de capitaux non recouvrables et permettraient aussi aux entreprises de planifier leur mise en conformité à l'aide de calendriers d'entretien et d'investissement.

Les positions concurrentielles des secteurs qui seraient touchés par les normes de rendement proposées sont variées, et les entreprises de chaque secteur disposent de capacités différentes pour faire face aux coûts réglementaires. Le secteur de la production de pétrole et de gaz en amont et les entreprises qui en font partie sont généralement des preneurs de prix et ne seraient donc pas en mesure de refiler les coûts aux consommateurs. Même si le secteur de la production de pétrole et de gaz en amont est actuellement confronté à des pressions concurrentielles en raison de prix du gaz naturel plus faibles dus à l'exploitation du gaz de schiste aux États-Unis, et étant donné la souplesse et les coûts minimes associés aux normes de rendement proposées, on s'attend à ce que la position concurrentielle des entreprises au sein de ce secteur ne change pas à la suite du projet de règlement. Étant donné que le secteur de pipelines de transport de gaz naturel est un monopole réglementé, il pourrait détenir une certaine capacité de refiler les coûts réglementaires, mais il n'est pas prévu que l'impact soit important en raison des faibles coûts et de la souplesse associée aux normes de rendement proposées.

8.2 Chaudières et fours industriels

Les impacts sur les coûts liés à la conformité et associés aux normes de rendement proposées estimés pour les chaudières et les fours industriels devraient se répartir dans tous les secteurs comme suit : 48 % pour les sables bitumineux, 21 % pour les

⁴³ Canadian Association of Petroleum Producers (2013), *Net Cash Expenditures of the Petroleum Industry*. www.capp.ca. Costs are undiscounted.

⁴³ Association canadienne des producteurs de pétrole (2013), *Net Cash Expenditures of the Petroleum Industry*. www.capp.ca. Les coûts ne sont pas actualisés.

(7%), and base metal smelting sectors (5%). In line with the sector impacts, estimated costs are expected to be distributed across the country as follows: Alberta (66%), British Columbia (5%), Ontario (13%), Quebec (13%), New Brunswick (1%), and Saskatchewan (1%). All provinces and territories are expected to benefit from the proposed performance standards; however, the largest shares of benefits are expected to be realized in Ontario, Quebec, and Alberta.

The magnitude of the estimated compliance costs is expected to be small, given the design of the proposed performance standards. For modern units, the incremental investment required would be small relative to the cost of the unit itself. Firms owning original units that would need to be modified to meet the emission requirements (i.e. those that are high emitters and likely have no NO_x emission controls) would be given a lead time to comply of up to 20 years, meaning that firms would be able to align investments with capital turnover cycles. The fuel composition, boiler efficiency, and the use of air preheat for heaters were also considered in specifying the emission intensity requirements. Further, the proposed Regulations are comparable to the requirements for similar equipment in many states in the United States.

The competitive positions of the sectors that would be affected by the proposed performance standards are varied, and firms within each sector have different capacities to respond to regulatory costs. Generally, the sectors under consideration are price takers. Some, such as upstream natural gas and pulp and paper are currently facing competitive pressures. Nonetheless, given the lead time, flexibility, and minimal costs associated with the proposed performance standards, it is expected that the competitive position of firms within these sectors would not change as a result of the proposed performance standards. As mentioned above, the incremental cost of LNB technology per unit used in this analysis is estimated at \$74,000 (or approximately 4% greater than the capital cost of an entire new conventional boiler). On an annual basis, and taking operating costs into account, this would represent less than a 0.5% cost increase relative to the average annual cost of a non-compliant unit.⁴⁴ Moreover, it is not until 2026 that the first original units would be required to be replaced or retrofitted.

8.3 Cement

The distribution of the estimated compliance cost impacts associated with the proposed performance standards for cement is as follows: 24% for eastern Canada, 47% for Ontario and 29% for western Canada regions. It is estimated that the proposed set of performance standards for the cement industry will result in significant benefits for all three regions (West, Ontario, and East).

Both inland producers and producers closer to marine ports (more exposed to international markets) are expected to be affected by the proposed performance standards. It is anticipated that inland producers may have some limited ability to pass on costs, while producers closer to marine ports would likely absorb

pâtes et papiers, 17 % pour les produits chimiques, 7 % pour la production de pétrole et de gaz en amont, et 5 % pour la fusion des métaux communs. Conformément aux impacts des secteurs, les coûts estimatifs devraient se répartir dans tout le pays comme suit : 66 % pour l'Alberta, 5 % pour la Colombie-Britannique, 13 % pour l'Ontario, 13 % pour le Québec, 1 % pour le Nouveau-Brunswick, et 1 % pour la Saskatchewan. L'ensemble des provinces et des territoires devrait tirer profit des normes de rendement proposées, mais la majorité des avantages devraient être reçus en Ontario, au Québec et en Alberta.

Compte tenu de la conception des normes de rendement proposées, l'importance des coûts liés à la conformité devrait être faible. En ce qui a trait aux unités modernes, l'investissement supplémentaire requis serait faible par rapport au coût de l'unité elle-même. Les entreprises dont les unités originales nécessiteraient des modifications pour satisfaire aux exigences d'émission (c'est-à-dire celles qui sont d'importantes émettrices et qui n'ont probablement aucun système de contrôle des émissions de NO_x) auraient un délai pour se conformer allant jusqu'à 20 ans, ce qui signifie qu'elles seraient en mesure d'aligner leurs investissements sur les cycles de rotation des capitaux. Afin de préciser les exigences de l'intensité des émissions, on a également pris en considération la composition du carburant, l'efficacité de la chaudière et l'utilisation du préchauffage de l'air pour les fours industriels. En outre, le projet de règlement ressemble aux exigences relatives à un équipement similaire dans de nombreux états américains.

Les positions concurrentielles des secteurs qui seraient touchés par les normes de rendement proposées sont variées, et les entreprises de chaque secteur disposent de capacités différentes pour faire face aux coûts réglementaires. En règle générale, les secteurs en question sont des preneurs de prix. Certains secteurs, comme celui de la production de pétrole et de gaz en amont et celui des pâtes et papiers, sont actuellement confrontés à des pressions concurrentielles. Cependant, étant donné le délai, la souplesse et les coûts minimes associés aux normes de rendement proposées, la position concurrentielle des entreprises de ces secteurs ne devrait pas être touchée par ces normes. Tel qu'il a été mentionné précédemment, le coût différentiel d'un brûleur à faible taux d'émissions de NO_x utilisé dans cette analyse est estimé à 74 000 \$ (soit approximativement 4 % plus élevé que le coût en capital d'une chaudière conventionnelle toute neuve). Sur une base annuelle et en tenant compte des coûts de fonctionnement, cela représenterait une augmentation des coûts de moins de 0,5 % par rapport au coût annuel moyen d'une unité non-conforme⁴⁴. De plus, ce n'est pas avant 2026 que les premières unités originales seraient tenues d'être remplacées ou mises à niveau.

8.3 Ciment

La répartition des impacts estimatifs dus aux coûts de mise en conformité associés aux normes de rendement proposées pour le secteur de la fabrication du ciment est la suivante : 24 % pour l'est du Canada, 47 % pour l'Ontario et 29 % pour l'ouest du Canada. On estime que l'ensemble des normes de rendement proposées pour l'industrie du ciment se traduira par des avantages importants dans ces trois régions.

Les producteurs situés dans l'arrière-pays et ceux situés à proximité de ports maritimes (qui sont les plus exposés aux marchés internationaux) devraient être affectés par les normes de rendement proposées. On s'attend à ce que les producteurs situés dans l'arrière-pays aient des difficultés à refiler les coûts, alors

⁴⁴ Average annual capital and operating costs, undiscounted, and divided by a 25-year equipment life of a burner (which has a shorter useful life than the boiler or heater it is contained within).

⁴⁴ Les coûts moyens annuels du capital et des opérations non actualisés et divisés par une vie de 25 ans d'un équipement de brûleur (qui a une vie utile plus courte que la chaudière ou le four dans lequel il se trouve).

costs. However, given the small magnitude of the estimated compliance costs, it is expected that any price increases would be minimal.

The estimated average annual cost⁴⁵ of meeting the proposed performance standards would represent an approximate increase in production costs of 0.1–1.5 % at individually affected facilities, based on Statistics Canada data for production expenses.⁴⁶

“One-for-One” Rule

In addition to the effort regulatees would need to make to be in compliance with the performance standards in the proposed Regulations, certain administrative tasks would also need to take place. Environment Canada has estimated the resulting incremental administrative burden from the proposed Regulations. Overall, the calculations of administrative burden for each set of performance standards include planning, collecting, processing and reporting of information, completing forms, and retaining data required by the federal government to demonstrate compliance with the proposed Regulations.⁴⁷

The proposed Regulations are expected to result in a net increase in administrative burden; therefore, the regulatory initiative is considered an “IN” under the rule. Increases in burden in all sectors affected by each performance standard will take the form of, for example, reporting and record keeping requirements.

Following the Treasury Board’s standard costing model, and using a 7 % discount rate,⁴⁸ the expected annualized administrative cost to all business subject to the proposed Regulations is approximately \$142,447 (in 2012 Canadian dollars).

The requirements associated with each performance standard in the proposed Regulations are estimated to result in an annualized increase in administrative costs to all relevant businesses of approximately

- \$120,075 for engines (or \$34 per small business, \$94 per medium-large business, or \$5,045 per very large business);
- \$21,135 for boilers and heaters (or between \$14 and \$23 per unit, depending on the existing provincial requirements and the type of reports submitted to the federal government); and
- \$1,237 for cement (or \$82 per business).

Only incremental efforts are attributed to the proposed Regulations; therefore, estimates of administrative burden differ according to the existing reporting requirements at the provincial level.

que les producteurs plus proches de ports maritimes seront en mesure d’absorber les coûts. Toutefois, étant donné la faible importance des coûts estimatifs liés à conformité, les augmentations de prix devraient être minimales.

Le coût annuel moyen estimé⁴⁵ pour se conformer aux normes de rendement proposées représenterait une augmentation approximative des coûts de production allant de 0,1 % à 1,5 % aux installations individuellement affectées, selon les données de Statistique Canada pour les dépenses en production⁴⁶.

Règle du « un pour un »

En plus des efforts que les parties réglementées devront déployer pour être en conformité avec les normes de rendement du projet de règlement, certaines tâches administratives devraient aussi être effectuées. Environnement Canada a estimé le fardeau administratif différentiel qui résultera du projet de règlement. Dans l’ensemble, les calculs du fardeau administratif pour chaque ensemble de normes de rendement incluent la planification, la collecte, le traitement et la soumission de renseignements, la complétion de formulaires, et la conservation des données requises par le gouvernement fédéral afin de démontrer la conformité avec le projet de règlement⁴⁷.

Comme le projet de règlement devrait se traduire par une augmentation nette du fardeau administratif, en vertu de la règle, l’initiative réglementaire est considérée comme une « entrée ». L’augmentation du fardeau dans tous les secteurs concernés par chaque norme de rendement se fera, par exemple, sous la forme d’exigences en matière de production de rapports et de tenue de dossiers.

Selon le modèle des coûts standard du Conseil du Trésor et en utilisant un taux d’actualisation de 7 %⁴⁸, le coût administratif annualisé prévu pour toutes les entreprises soumises au projet de règlement est d’environ 142 447 \$ (en dollars canadiens de 2012).

Les exigences associées à chaque norme de rendement du projet de règlement devraient entraîner une augmentation annualisée de l’ensemble des coûts administratifs pour toutes les entreprises concernées d’environ :

- 120 075 \$ pour les moteurs (ou 34 \$ par petite entreprise, 94 \$ par moyenne-grande entreprise ou 5 045 \$ par très grande entreprise);
- 21 135 \$ pour les chaudières et les fours industriels (ou entre 14 \$ et 23 \$ par unité, selon les exigences provinciales actuelles et le type de rapports soumis au gouvernement fédéral);
- 1 237 \$ pour le ciment (ou 82 \$ par entreprise).

Comme seuls les efforts différentiels sont attribués au projet de règlement, les estimations du fardeau administratif diffèrent selon les provinces qui ont déjà des exigences en matière de production de rapports.

⁴⁵ Average annual capital and operating costs, undiscounted, and divided by a 21-year equipment life.

⁴⁶ Cansim tables 303-0060 and 301-0006, Cement Manufacturing, NAICS 32731.

⁴⁷ In 2013, industry was surveyed in order to allow them the opportunity to provide their perspective on elements that could contribute to the administrative burden of the proposed Regulations.

⁴⁸ Note that in the “Benefits and costs” section above, a 3 % discount rate was used for all costs and benefits, including administrative costs. For the purposes of consistency with other proposed regulations, administrative costs are shown here using a 7 % discount rate, as per Treasury Board Secretariat of Canada guidelines.

⁴⁵ Les coûts moyens annuels en capital et en opérations non actualisés divisés par une vie d’équipement de 21 ans.

⁴⁶ Tableaux Cansim 303-0060 et 301-0006, Fabrication de ciment, SCIAN 32731.

⁴⁷ En 2013, l’industrie a été consultée afin de leur donner l’occasion d’apporter leur point de vue sur les éléments qui pourraient contribuer au fardeau administratif du projet de règlement.

⁴⁸ Il est à noter que dans la section « Avantages et coûts » ci-dessus, on a utilisé un taux d’actualisation de 3 % pour tous les coûts et les avantages, y compris les coûts administratifs. Aux fins d’uniformité avec d’autres projets de règlements, les coûts administratifs sont présentés ici en utilisant un taux d’actualisation de 7 %, conformément aux lignes directrices du Secrétariat du Conseil du Trésor du Canada.

For all sector/equipment groups, the estimates of administrative burden include learning about the administrative requirement (1 hour). Additional components specific to each sector/equipment group are as follows.⁴⁹

(a) Engines

One-time costs

1. Preparing, approving, and submitting information for original engines for inclusion in the engine registry for original engines (1 hour per company, plus 0.2 hours per original engine greater than 250 kW);
2. Recording and reporting baseline test results for original engines (0.35 hours per baseline test);
3. Notifying the Minister of the Environment if electing to use fleet averaging (0.5 hours per company); and
4. Submitting the assigned emission value for original engines in the engine registry if electing to use fleet averaging (0.25 hours per original engine greater than 250 kW).

Ongoing costs

1. Updating the engine registry if changes occur (0.25 hours per update; 2.7% of original engines are replaced annually and 5% of original engines require updates);
2. Registering replacement units or replacement modern engines if electing to use fleet averaging (0.25 hours per registration; 2% of the original engines are replaced by these units or modern engines annually);
3. Preparing and submitting an annual report (0.25 hours per company, 0.25 hours per test, 0.25 hours per low-use engine to retrieve operating hours; low-use engines account for 5% of the engines covered); and
4. Record-keeping (0.1 hours per test, 0.1 to 0.35 hours per engine covered and, if electing to use the fleet averaging, 0.25 hours per company plus 0.1 hours per original engine greater than 250 kW).

(b) Boilers and heaters

1. Preparing and submitting the initial report for original units and modern units, depending upon existing provincial requirements (retrieving data, reviewing and approving the report, and submitting the report)
 - a. for original units in Alberta and Quebec: 3 hours for class 70 and class 80 units, and 2 hours for other units;
 - b. for original units in other provinces: 5 hours for class 70 and class 80 units, and 3 hours for other than class 70 and class 80 units; and
 - c. for modern units in Alberta and Quebec: 3.5 hours; for those in other provinces: 5.5 hours.
2. Preparing and submitting the annual report (retrieving data, reviewing and approving the report, and submitting the report): 2 hours.
3. Updating data if a unit switches to alternative gaseous fuel: 2 hours.

Pour tous les secteurs ou groupes d'équipement, les estimations du fardeau administratif comprennent l'apprentissage des exigences administratives (1 heure). Les composantes supplémentaires propres à chaque secteur ou groupe d'équipement sont les suivantes⁴⁹.

a) Moteurs

Coûts uniques

1. La préparation, l'approbation et la soumission d'informations pour les moteurs originaux pour inclusion dans le registre des moteurs (1 heure par entreprise, plus 0,2 heure par moteur original ayant une puissance d'au moins 250 kW);
2. L'enregistrement et l'envoi des résultats des essais de référence pour les moteurs originaux (0,35 heure par essai de référence);
3. L'envoi d'un avis au ministre de l'Environnement dans le cas du choix d'utiliser la moyenne du parc (0,5 heure par entreprise);
4. La soumission des valeurs d'émission assignées aux moteurs originaux pour inclusion dans le registre des moteurs dans le cas du choix d'utiliser la moyenne du parc (0,25 heure par moteur original ayant une puissance d'au moins 250 kW).

Coûts récurrents

1. La mise à jour du registre des moteurs si des changements surviennent (0,25 heure par mise à jour; 2,7 % des moteurs originaux sont remplacés annuellement et 5 % des moteurs originaux nécessitent des mises à jour).
2. L'enregistrement des unités de remplacement ou des moteurs modernes de remplacement dans le cas du choix d'utiliser la moyenne du parc (0,25 heure par enregistrement; 2 % des moteurs originaux sont remplacés chaque année par ces unités ou moteurs modernes).
3. La préparation et la soumission du rapport annuel (0,25 heure par entreprise, 0,25 heure par essai, 0,25 heure par moteur à faible utilisation pour récupérer les heures de fonctionnement; les moteurs à faible utilisation comptent pour 5 % des moteurs couverts).
4. La conservation des dossiers (0,1 heure par essai, 0,1 à 0,35 heure par moteur visé et, dans le cas du choix d'utiliser la moyenne du parc, 0,25 heure par entreprise ainsi que 0,1 heure par moteur original ayant une puissance d'au moins 250 kW).

b) Chaudières et fours industriels

1. Préparer et soumettre le rapport initial pour les unités modernes et originales, en considération des exigences provinciales existantes (récupération de données et examen, approbation et présentation du rapport) :
 - a. pour les unités originales situées en Alberta et au Québec : 3 heures pour les unités de classe 70 et de classe 80, et 2 heures pour les autres unités;
 - b. pour les unités originales situées dans d'autres provinces : 5 heures pour les unités de classe 70 et de classe 80, et 3 heures pour les autres unités;
 - c. pour les unités modernes situées en Alberta et au Québec : 3,5 heures; pour celles dans les autres provinces : 5,5 heures.
2. Préparer et soumettre le rapport annuel (récupération de données et examen, approbation et transmission du rapport) : 2 heures.
3. Mettre à jour les données si un appareil change de carburant : 2 heures.

⁴⁹ Values are presented per business for engines and cement, and per unit for boilers/heaters.

⁴⁹ Les valeurs sont présentées par entreprise pour les moteurs et le ciment, et par unité pour les chaudières et les fours industriels.

(c) Cement

1. Preparing and submitting report: 2 hours.
 - a. This step includes retrieving data, reviewing and approving the report, and submitting the report.
2. Record keeping: 0.5 hours.

These new costs will require equal and off-setting administrative cost reduction to existing regulations, and as these are new Regulations, Environment Canada will also be required to repeal at least one existing Regulations within two years.

Small business lens

The purpose of the small business lens is to drive better analysis of small business realities and consultation at the earliest stages of regulatory design, and to consider flexible compliance approaches that minimize costs for small businesses operating in Canada.

a. Engines

At this time, based on industry databases and two separate rounds of outreach to small businesses in the oil and gas sector, Environment Canada estimates that there are a total of 280 businesses that operate engines and could be classified as small businesses (annual net revenue of \$30,000–\$5 million). In addition, Environment Canada further estimates that these companies operate 2 engines on average, for a total of 560 engines, which represents less than 10% of the total number of original engines subject to the proposed Regulations.⁵⁰ These are rough estimates, and it is likely that the number of companies in the sector and the number of engines each company operates is actually lower.

- Regulatory flexibility analysis

A fleet average approach to address emissions from original engines is proposed. As a result, in an operator or owner's fleet, some engines would emit more than the fleet average and their emissions would not be required to be controlled because other engines would emit less than the fleet average. Additional reporting, record-keeping and compliance requirements are associated with this option, because a fleet average requires more verification and calculation to ensure that the intended environmental outcomes are reached. For example, an hour meter must be installed on each engine, and the operating hours and the calculation of the fleet average must be reported each year.

⁵⁰ The estimate of the number of engines operated by small businesses resulted from consultations with small businesses identified initially using National Pollutant Release Inventory (NPRI) data and a database of oil and gas facilities purchased from the company HIS Inc. This initial list was cross-referenced with Hoover's, an industry database service from Dun and Bradstreet, to identify which companies in the dataset are small businesses. Furthermore, during the development of these performance standards, seven large companies provided an engine inventory that accounts for an estimated 40% of the total number of original engines subject to the proposed Regulations. This information was combined to estimate the number of small businesses affected and the ratio of engines per small business, allowing for the design of the regulatory options described in the regulatory flexibility analysis and the calculation of the administrative and compliance costs that would result from the implementation of the proposed Regulations.

c) Ciment

1. Préparer et soumettre le rapport : 2 heures.
 - a. Cette étape comprend la récupération de données et l'examen, l'approbation et la transmission du rapport.
2. Conserver les dossiers : 0,5 heure.

Ces nouveaux coûts devront être compensés à valeur égale par une réduction des coûts administratifs relativement aux règlements existants. Aussi, puisqu'il s'agit d'un nouveau règlement, Environnement Canada devra abroger au moins un règlement existant dans les deux ans.

Lentille des petites entreprises

L'objectif de la lentille des petites entreprises consiste à favoriser une meilleure analyse des réalités des petites entreprises et leur consultation dès les premières étapes de la conception des règlements et à prendre en considération des approches flexibles en matière de conformité qui réduisent au minimum les coûts pour les petites entreprises exploitées au Canada.

a. Moteurs

À l'heure actuelle, selon les bases de données de l'industrie et deux séries distinctes de communication aux petites entreprises dans le secteur de la production de pétrole et de gaz, Environnement Canada estime qu'il y a en tout 280 entreprises qui exploitent des moteurs et qui pourraient être classées en tant que petites entreprises (chiffre d'affaires net annuel de 30 000 \$ à 5 millions de dollars). En outre, Environnement Canada estime que ces entreprises exploitent 2 moteurs en moyenne, pour un total de 560 moteurs, ce qui représente moins de 10 % du nombre total de moteurs originaux soumis au projet de règlement⁵⁰. Il s'agit là d'estimations approximatives et il est probable que le nombre d'entreprises du secteur et le nombre de moteurs que chaque entreprise exploite soient en réalité plus faibles.

- Analyse de la flexibilité réglementaire

Une approche qui consiste à prendre en compte la moyenne du parc pour réduire les émissions provenant des moteurs originaux a été proposée. Ainsi, dans le parc d'un exploitant ou d'un propriétaire, certains moteurs pourraient émettre plus que la moyenne du parc, mais leurs émissions ne seraient pas tenues d'être contrôlées, car les autres moteurs émettraient moins que la moyenne du parc. Des exigences supplémentaires en matière de production de rapports, de tenue de dossiers et de respect de la conformité sont associées à cette solution, car la moyenne du parc nécessite plus de vérifications et de calculs afin de veiller à ce que les résultats environnementaux attendus soient atteints. Par exemple, un compteur d'heures doit être installé sur chaque moteur, afin de déclarer chaque année les heures d'exploitation et le calcul de la moyenne du parc.

⁵⁰ L'estimation du nombre de moteurs exploités par les petites entreprises résulte de consultations avec des petites entreprises initialement identifiées grâce à des données de l'Inventaire national des rejets de polluants et à une base de données des installations de production de pétrole et de gaz achetée auprès de la compagnie IHS Inc. Cette liste initiale a été recoupée avec celle de Hoover, un service de base de données de l'industrie de Dun et Bradstreet, afin de savoir quelles entreprises de la base de données étaient petites. Par ailleurs, au cours de l'élaboration de ces normes de rendement, sept grandes entreprises ont fourni un inventaire des moteurs qui représente environ 40 % du nombre total de moteurs originaux soumis au projet de règlement. Cette information a été combinée pour faire une estimation du nombre de petites entreprises touchées et du ratio des moteurs par petite entreprise, ce qui a permis la conception des solutions réglementaires décrites dans l'analyse de la souplesse réglementaire et le calcul des coûts administratifs et de conformité qui résulteraient de la mise en œuvre du projet de règlement.

A second regulatory option, the flat limit option, is also available, and is aimed mainly at small businesses that are expected to operate fewer engines. This option was added based on the recognition that the fleet average approach requires additional administrative reporting, but offers no compliance benefits to small businesses with few engines. The flexibility of two approaches provides a measure of administrative burden relief to small businesses.

The flat limit option requires 50% of an operator's original fleet to emit less than 4 g/kWh by 2021, and 100% of the original fleet to emit less than 4 g/kWh by 2026. Given that this option is enforceable on a per-engine basis by conducting a performance test to verify compliance, less reporting and record-keeping are required.

The flat limit option replaced the fleet average as the default option in order to decrease administrative burden; small businesses will not need to send a notice to the Minister to indicate their choice of using the flat limit. Regulatees that elect to use the fleet average must send a notice to the Minister.

Table 35 below compares the administrative and compliance costs of both regulatory options for small businesses.

Une deuxième solution réglementaire, celle de la limite uniforme, est également disponible et vise principalement les petites entreprises qui sont censées exploiter moins de moteurs. Cette solution a été ajoutée, car l'approche de la moyenne du parc nécessite la production de rapports administratifs supplémentaires, mais n'offre aucun avantage en matière de conformité aux petites entreprises qui exploitent peu de moteurs. La souplesse de ces deux approches permet aux petites entreprises d'alléger leur fardeau administratif.

La solution de la limite uniforme exigerait que la moitié du parc d'origine d'un exploitant émette moins de 4 g/kWh d'ici 2021 et que tout son parc d'origine émette moins de 4 g/kWh d'ici 2026. Étant donné que cette solution est exécutoire pour chaque moteur individuellement au moyen d'un essai de rendement pour vérifier la conformité, l'exploitant aura moins de rapports à produire et de dossiers à conserver.

Comme la solution de la limite uniforme a remplacé la moyenne du parc en tant que solution par défaut afin de réduire le fardeau administratif, les petites entreprises n'auront pas à envoyer d'avis au ministre pour indiquer leur choix d'utiliser cette solution. Par contre, les parties réglementées qui choisissent d'utiliser la moyenne du parc doivent envoyer un avis au ministre.

Le tableau 35 ci-dessous compare les coûts administratifs et de conformité de ces deux solutions réglementaires pour les petites entreprises.

Table 35: Administrative and Compliance Costs for the Flat-Limit and Fleet Average Options

Short description	Flat Limit (Flexible Option)		Fleet Averaging (Original Option)	
	Annualized Average (\$)	Present Value (\$)	Annualized Average (\$)	Present Value (\$)
Short description	<ul style="list-style-type: none"> - Easier to administer - Reduced record-keeping and reporting requirements - More cost-effective for companies who operate few engines 		<ul style="list-style-type: none"> - Increased record-keeping and reporting requirements - Compliance more difficult to assess - More cost-effective for companies who operate many engines 	
Number of small businesses	280		280	
	Annualized Average (\$)	Present Value (\$)	Annualized Average (\$)	Present Value (\$)
Compliance costs				
Capital costs	1,714,251	33,600,000	1,714,251	33,600,000
Operation, maintenance and testing costs	6,228,453	153,391,455	6,228,453	153,391,455
Costs relating to calculation	638	13,650	17,000	350,019
Administrative costs				
	9,841	234,054	12,504	297,245
Total costs (all small businesses)	7,953,183	187,239,159	7,972,208	187,638,719
Total cost per small business	28,404	668,711	28,472	670,138
Risk considerations	No risk		No risk	

Note: Costs have been estimated using the Standard Cost Model, using 2012 Canadian dollars, and a 21-year time horizon using a 3% discount rate. Detailed calculations are available upon request.

Tableau 35 : Coûts administratifs et de conformité pour la solution de la limite uniforme et celle de la moyenne du parc

Brève description	Limite uniforme (solution flexible)	Calcul de la moyenne du parc (solution initiale)
Brève description	<ul style="list-style-type: none"> - Plus facile à gérer - Moins d'exigences en matière de conservation de dossiers et de production de rapports - Plus rentable pour les entreprises qui exploitent peu de moteurs 	<ul style="list-style-type: none"> - Plus d'exigences en matière de conservation de dossiers et de production de rapports - Conformité plus difficile à évaluer - Plus rentable pour les entreprises qui exploitent beaucoup de moteurs
Nombre de petites entreprises	280	280

Tableau 35 : Coûts administratifs et de conformité pour la solution de la limite uniforme et celle de la moyenne du parc (suite)

	Moyenne annualisée (en dollars)	Valeur actuelle (en dollars)	Moyenne annualisée (en dollars)	Valeur actuelle (en dollars)
Coûts liés à la conformité				
Coûts en capital	1 714 251	33 600 000	1 714 251	33 600 000
Coûts d'exploitation, d'entretien et d'essais	6 228 453	153 391 455	6 228 453	153 391 455
Coûts liés au calcul	638	13 650	17 000	350 019
Coûts administratifs				
	9 841	234 054	12 504	297 245
Coûts totaux (toutes les petites entreprises)	7 953 183	187 239 159	7 972 208	187 638 719
Coût total par petite entreprise	28 404	668 711	28 472	670 138
Considérations à l'égard des risques	Aucun risque		Aucun risque	

Remarque : L'estimation des coûts a été faite à l'aide du modèle de prévision des coûts standard, en dollars canadiens de 2012, avec un horizon de 21 ans et un taux d'actualisation de 3 %. Le détail des calculs est disponible sur demande.

Table 35 demonstrates that, per business, administrative costs under the flat limit option are 21% lower than under the fleet averaging option. Coupled with marginally smaller compliance costs, the flat limit option imposes an estimated \$28,404 in annualized costs on small businesses, while the fleet averaging option imposes an estimated \$28,472 in annualized costs. This amounts to a total savings of \$19,025 for all small businesses over the period (\$1,427 per business, or \$68 per business annualized). As a result, the flat limit option is recommended for small businesses.

- Further consideration of flexible options

In addition to reducing administrative costs for small businesses, Environment Canada is also proposing an exemption from the requirements for original engines for small businesses.

Environment Canada reached out to the small business community during consultations in the fall of 2012 and the spring of 2013. Environment Canada has also spoken with industry associations representing both large and small businesses in the oil and gas sectors. The associations were unable to provide the company-level information needed to decide what threshold to set to exempt small businesses from compliance and indicated that small businesses would likely only provide information once draft Regulations were published.

Between this publication and the final publication in the *Canada Gazette*, Part II, Environment Canada will seek to directly engage small businesses through consultations to introduce workable options to reduce the burden on small business.

b. Boilers and heaters

For boilers and heaters, the proposed Regulations include an emission threshold to include only boilers and heaters with a rated capacity greater than 10.5 GJ/hr. It is expected that this size threshold would exclude all small businesses using boilers and heaters.

Le tableau 35 indique que les coûts administratifs par entreprise sont moins élevés (21 %) dans le cadre de la solution de la limite uniforme que dans le cadre de la solution du calcul de la moyenne de la flotte. Associée à des coûts de conformité légèrement plus faibles, la solution de la limite uniforme impose aux petites entreprises des coûts annualisés estimés à 28 404 \$, tandis que la solution du calcul de la moyenne du parc impose des coûts annualisés estimés à 28 472 \$. Cela équivaut à une économie totale de 19 025 \$ pour toutes les petites entreprises pendant la période analysée (1 427 \$ par entreprise, ou 68 \$ par entreprise en valeur annualisée). Par conséquent, on recommande la solution de la limite uniforme pour les petites entreprises.

- Autres considérations à l'égard des solutions flexibles

En plus de réduire les coûts administratifs pour les petites entreprises, Environnement Canada propose également une dispense des exigences relatives aux moteurs originaux pour les petites entreprises.

Environnement Canada a communiqué avec la communauté des petites entreprises dans le cadre de consultations tenues à l'automne 2012 et au printemps 2013. Environnement Canada a également discuté avec des associations de l'industrie représentant à la fois les grandes et les petites entreprises du secteur de la production de pétrole et de gaz. Les associations ont été incapables de fournir les renseignements au niveau des entreprises individuelles qui sont nécessaires pour décider quel seuil devrait être fixé afin de dispenser les petites entreprises d'avoir à se conformer aux exigences et ont indiqué qu'elles seront probablement en mesure de fournir ces renseignements seulement une fois que le projet de règlement sera publié.

Entre cette publication et la dernière publication dans la Partie II de la *Gazette du Canada*, Environnement Canada cherchera à faire participer directement les petites entreprises au moyen de consultations afin de proposer des solutions pratiques pour réduire le fardeau des petites entreprises.

b. Chaudières et fours industriels

En ce qui concerne les chaudières et les fours industriels, le projet de règlement comprend des normes de rendement visant uniquement les équipements ayant une capacité nominale supérieure à 10,5 GJ/h. Ce seuil de capacité devrait exclure toutes les petites entreprises utilisant des chaudières et des fours industriels.

c. *Cement*

All cement manufacturing facilities in Canada are either entirely or partially owned and operated by large, multinational firms. Therefore, the proposed Regulations would not impose any level of direct compliance cost and/or administrative cost on small businesses.

Consultation

Stakeholders have been engaged extensively in the development of a new air quality management system for many years. Between April and December 2007, following the publication of the *Turning the Corner* plan, a series of targeted meetings were held with provincial/territorial governments, NGOs and with industrial sectors. In 2008, once federal officials started developing an alternative framework in collaboration with stakeholders and provinces, work sessions (teleconferences and face-to-face meetings) focused on the various possible key components that would be included.

Thirteen working groups with provincial, territorial and stakeholder representatives developed preliminary industrial emission requirements for each of the affected sectors through a consensus-based decision-making process. More than 300 representatives from provincial governments, industry and non-governmental organizations participated with federal officials in the development of a new Comprehensive Air Management System over two years.

In 2010, a new process was launched to clarify and decide upon several jurisdictional and legal issues. Many multi-stakeholder working groups continued, including the BLIERs working groups, to flesh out more details. At the end of this process, in early 2012, a more refined AQMS was the result of extensive collaborative, consensus-based processes.

Several prominent national environmental and health non-governmental organizations were involved in the development of the AQMS and have supported the creation of federal regulations. However, not all NGOs are supportive of the base level nature of the BLIERs, and in working group discussions, were often in favour of more stringent performance standards.

After March 2012, the BLIERs working groups were dissolved and Environment Canada began pre-regulatory technical discussions with provinces, territories and potential regulatees on the issues related to the implementation of the BLIERs. In some cases, non-governmental organizations were invited to participate in these activities. In addition, Environment Canada informed members of the Environmental Planning and Protection Committee of the Canadian Council of Ministers of the Environment (CCME) of progress on the proposed Regulations and on the concept that most of the BLIERs requirements will be included in one set of regulations.

c. *Ciment*

Toutes les usines de ciment au Canada sont entièrement ou partiellement détenues et exploitées par de grandes sociétés multinationales. Par conséquent, le projet de règlement n'imposerait aucun niveau de coût administratif ou de conformité direct aux petites entreprises.

Consultation

Des intervenants ont été appelés à participer activement pendant de nombreuses années à l'élaboration d'un nouveau système de gestion de la qualité de l'air. Entre avril et décembre 2007, après la publication du plan *Prendre le virage*, une série de rencontres ciblées a eu lieu avec des représentants des gouvernements provinciaux et territoriaux, des organisations non gouvernementales et différents secteurs industriels. En 2008, à la suite du commencement des travaux visant à élaborer un nouveau cadre de travail, des fonctionnaires fédéraux ont travaillé en collaboration avec les différents intervenants ainsi qu'avec les provinces. Des séances de travail (téléconférences et réunions en personne) portant sur les différents éléments clés possiblement inclus dans ce nouveau cadre ont eu lieu.

Treize groupes de travail, avec des représentants provinciaux et territoriaux et des intervenants, ont élaboré des exigences préliminaires relatives aux émissions industrielles pour chacun des secteurs touchés, et ce, au moyen d'un processus de prise de décisions fondé sur le consensus. Pendant plus de deux ans, plus de 300 représentants des gouvernements provinciaux, de l'industrie et des organisations non gouvernementales ont participé, avec des fonctionnaires fédéraux, à l'élaboration d'un nouveau Système complet de gestion de l'air.

En 2010, un nouveau processus a été lancé en vue d'apporter des précisions et de se prononcer sur plusieurs questions de compétence et de droit. De nombreux groupes de travail multilatéraux ont continué à œuvrer, y compris les groupes de travail sur les exigences EBEI, afin d'apporter plus de détails. À la fin de ce processus, au début de 2012, un Système de gestion de la qualité de l'air plus défini a pu voir le jour grâce à de vastes processus de collaboration fondés sur le consensus.

Plusieurs organisations non gouvernementales de premier plan en matière d'environnement et de santé à l'échelle nationale ont participé à l'élaboration de ce système et ont appuyé la création de règlements fédéraux. Cependant, ce ne sont pas toutes les organisations non gouvernementales qui appuient les exigences de base des EBEI, et certaines, au cours des discussions au sein de leur groupe de travail, étaient en faveur de normes de rendement plus strictes.

Après mars 2012, les groupes de travail sur les exigences EBEI ont été dissous et Environnement Canada a entamé des discussions techniques, préalables à l'adoption du Règlement, avec les provinces, les territoires et les parties potentiellement réglementées, sur les questions liées à la mise en œuvre des exigences EBEI. Dans certains cas, les organisations non gouvernementales ont été invitées à participer à ces activités. En outre, Environnement Canada a informé les membres du Comité de protection et de planification relatives à l'environnement du Conseil canadien des ministres de l'environnement des progrès réalisés concernant le projet de règlement et du fait que la plupart des exigences EBEI seront incluses dans une série de règlements.

The provinces and territories, with the exception of Quebec, are supportive of the proposed Regulations because the federal government is developing them in the most transparent way possible and writing them to minimize duplication in testing, reporting and enforcement. Quebec supports the general objectives of the AQMS and will collaborate with jurisdictions to implement the local and regional air quality management element.

Overall, concerns about overlap and/or duplication with provincial regulations, as well as administrative burden more generally, have been addressed in the following ways:

- Where requirements differ, regulatees are able to apply to use existing provincial testing requirements in place of those identified in the proposed Regulations;
- Information requested in the proposed Regulations is limited to the minimum amount required to determine compliance;
- Where applicable, single-reporting measures for federal and provincial requirements will be put in place; and
- Although inspections currently take place in coordination with provincial enforcement officers at times, Environment Canada will look into the possibility of further coordinating inspections with provincial enforcement officers.

Consultations specific to each BLIER with provincial and territorial governments, industry, and non-governmental organizations are discussed below.

a. Engines

The consultation process for the engine requirements of the proposed Regulations began in the fall of 2009, as part of the initial BLIER development for upstream oil and gas NO_x sources. The engine expert working group was formed in early 2011. Representatives from the upstream oil and gas and natural gas transmission pipeline industries, provinces, other government departments, environmental non-governmental organizations (ENGOS), engine and emission control technology manufacturers/retailers and emissions testing companies met regularly to discuss technical issues and share information about different emission limits for modern and original engines. For modern engines, at the end of that process, there was general agreement on the broad elements with the exception of the phased-in limit. While Environment Canada and ENGOS supported alignment with the NO_x limit of 1.3 g/kWh after a three-year period, as implemented in 2010 by the U.S. EPA, provinces and industry were of the view that the less stringent limit of 2.7 g/kWh was more appropriate.

For original engines, a consensus was not reached. Alberta, Environment Canada and ENGOS proposed engine limits ranging from 2.7 g/kWh to 4.0 g/kWh. The natural gas transmission pipeline sector proposed a fleet average and the oil and gas sector proposed to apply a standard of 4.0 g/kWh to relocated engines. In parallel with the extended expert working group meetings in early 2012, Environment Canada met with representatives from the provinces of British Columbia, Alberta, Saskatchewan and Ontario. Federal government officials and provincial participants agreed in principle to a fleet average approach with the emission limit at 4.0 g/kWh, to address NO_x emissions from original

À l'exception du Québec, les provinces et les territoires appuient le projet de règlement, car le gouvernement fédéral le développe de la façon la plus transparente possible et le rédige de sorte à minimiser les doublons d'essais, de rapports et de mesures d'application de la loi. Toutefois, le Québec appuie les objectifs généraux du Système de gestion de la qualité de l'air et collaborera avec les différents intervenants afin de mettre en œuvre des éléments de gestion de la qualité de l'air à l'échelle locale et régionale.

Dans l'ensemble, les préoccupations concernant les chevauchements et/ou le doublement avec des règlements provinciaux, ainsi que des charges administratives plus générales, ont été abordées par les moyens suivants :

- Là où les exigences diffèrent, les parties réglementées peuvent demander à utiliser les exigences provinciales existantes relatives aux essais de rendement au lieu de celles identifiées dans le projet de règlement;
- Les informations demandées dans le projet de règlement sont limitées au montant minimum requis pour déterminer la conformité;
- Lorsque applicable, des systèmes de déclaration unique seront mis en place pour les exigences fédérales et provinciales;
- Bien que les inspections se déroulent actuellement en coordination avec les agents provinciaux d'application de la loi à certains moments, Environnement Canada se penchera sur la possibilité d'avoir plus d'inspections coordonnées avec les agents provinciaux d'application de la loi.

Les consultations propres à chaque exigence EBEI avec les gouvernements provinciaux et territoriaux, l'industrie et les organisations non gouvernementales sont présentées ci-dessous.

a. Moteurs

Le processus de consultation portant sur les exigences relatives aux moteurs, proposées dans le projet de règlement, a débuté à l'automne 2009, dans le cadre de l'élaboration initiale des EBEI pour les sources de NO_x du secteur du pétrole et du gaz en amont. Le groupe de travail d'experts sur les moteurs a été formé au début de 2011. Des représentants de l'industrie pétrolière et gazière, de l'industrie des pipelines de transport de gaz naturel, des provinces, d'autres ministères gouvernementaux, d'organisations non gouvernementales de l'environnement (ONGE), des fabricants et des détaillants de moteurs et de technologies antipollution, ainsi que des entreprises spécialisées en essais de rendement se sont réunis régulièrement pour discuter de questions techniques et partager des renseignements sur les différentes normes d'émissions pour les moteurs modernes et originaux. À la fin de ce processus, les différents intervenants étaient en accord avec les éléments généraux concernant les moteurs modernes à l'exception de la seconde phase de normes d'émissions. Alors qu'Environnement Canada et les ONGE appuyaient une harmonisation, après une période de trois ans, avec la norme d'émissions de 1,3 g/kWh mise en œuvre en 2010 par l'EPA des États-Unis, les provinces et l'industrie étaient d'avis que la norme moins contraignante de 2,7 g/kWh serait plus appropriée.

Concernant les moteurs originaux, aucun consensus n'a pu être atteint. L'Alberta, Environnement Canada et les ONGE proposaient des normes d'émissions par moteur allant de 2,7 g/kWh à 4,0 g/kWh. Le secteur des pipelines de transport de gaz naturel proposait une moyenne annuelle pour leur parc de moteurs alors que le secteur pétrolier et gazier proposait une norme d'émissions de 4,0 g/kWh pour les moteurs ayant été relocalisés. Au début de l'année 2012, parallèlement aux réunions supplémentaires tenues avec le groupe de travail d'experts, Environnement Canada a rencontré des représentants des provinces de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, de la Saskatchewan et de l'Ontario. Les

engines. This agreement in principle was not completed in time to present to the extended expert working group and for an agreement to be reached; nonetheless, it became the basis of the proposed Regulations.

After March 2012, the pre-regulatory discussions began focusing on implementation details. In August 2012, a first working document was distributed by Environment Canada, and consultations were held in the following month. More than 1 000 stakeholders were invited to participate in these consultations, including previous BLIERs process participants (ENGOs, provincial representatives and affected industrial sectors), other companies identified using an upstream oil and gas database, and industry associations. Over 70 individuals attended the information sessions outlining the contents of the first working document distributed, and attendees were invited to provide written comments by October 2012.

Stakeholder concerns can be loosely grouped into four main categories. These categories and how they were addressed are as follows:

1. Three-year phase-in of 1.3 g/kWh limit for modern engines: The original working document had proposed an initial limit of 2.7 g/kWh and after a three-year period reduced this limit to 1.3 g/kWh. Stakeholders were concerned about the lack of evidence indicating that engines were capable of achieving this limit in Canadian circumstances, particularly under field conditions using unprocessed gas. Environment Canada has modified the requirements such that, at this time, there is no longer a requirement to meet the 1.3 g/kWh limit. This modification recognizes the difficulty of meeting a limit of 1.3 g/kWh while still achieving significant environmental benefits compared to current engine regulations in much of Canada.
2. Lack of sampling port and additional reference methods: Industry stakeholders raised concerns that the requirements regarding the location of the sampling ports outlined in the working document would be costly when applied to original engines because they would require the installation of a sampling port conforming with the reference methods as well as a platform to have access to it. A sampling port, or a hole in the exhaust manifold where a probe may be inserted, conforms to the reference methods if it is located far enough from any flow disturbance. Environment Canada agreed with this concern, and developed an exception for original engines complying with the limit in terms of ppmv. For these engines, the test could now be conducted at any location in the exhaust manifold. For emissions measured in terms of ppmv, this exception does not compromise accuracy. Environment Canada also added additional reference methods for the measurement of NO_x as requested by industry stakeholders to provide more options.
3. Excessive administrative requirements: Industry stakeholders provided comments indicating that the Regulations should not require reporting, but that companies should be required to maintain records which could be audited. Environment Canada is of the view that reporting is an important component of regulatory compliance assurance and enforcement. However, the reporting requirements were significantly streamlined to ensure that a minimum of information was being asked from industry while still providing the information required to determine compliance. For example, test results and updates to

fonctionnaires du gouvernement fédéral et les représentants des gouvernements provinciaux ont donné leur accord de principe concernant une approche de la moyenne avec une norme d'émissions de 4,0 g/kWh, afin de réduire les émissions de NO_x provenant des moteurs originaux. Cet accord de principe n'a pas été terminé à temps pour être présenté au groupe de travail d'experts ou pour atteindre un consensus au sein de ce groupe; néanmoins, il a servi de base à ce projet de règlement.

Après mars 2012, les discussions préalables au processus réglementaire ont commencé à porter sur les détails relatifs à la mise en œuvre. En août 2012, Environnement Canada a distribué un premier document de travail et, le mois suivant, une série de consultations a eu lieu. Plus de 1 000 intervenants ont été invités à participer à ces consultations, y compris les précédents participants au processus d'élaboration des EBEI (des représentants provinciaux, des ONGE et des secteurs industriels touchés), d'autres entreprises identifiées à l'aide d'une base de données sur le secteur de la production de pétrole et de gaz, ainsi que des associations de l'industrie. Plus de 70 personnes ont assisté aux séances d'information décrivant le contenu du premier document de travail distribué, et les participants ont été invités à fournir des commentaires écrits avant octobre 2012.

Les préoccupations des intervenants peuvent être classées en plus ou moins quatre grandes catégories. Voici ces catégories et la façon dont elles ont été considérées :

1. Mise en place progressive après trois ans d'une limite de 1,3 g/kWh pour les moteurs modernes : Le document de travail initial proposait une limite initiale de 2,7 g/kWh, qui aurait été réduite à 1,3 g/kWh après une période de trois ans. Les intervenants s'inquiétaient du manque de preuves indiquant que les moteurs seraient capables d'atteindre cette limite dans un contexte canadien, en particulier dans des conditions de terrain en utilisant du gaz non traité. Environnement Canada a donc modifié les exigences de sorte qu'il n'existe plus, à l'heure actuelle, l'exigence de respecter la limite de 1,3 g/kWh. Cette décision tient compte de la difficulté de respecter une limite de 1,3 g/kWh tout en continuant de générer d'importants avantages pour l'environnement par rapport à la réglementation actuelle concernant les moteurs dans la majeure partie du Canada.
2. Absence de ports d'échantillonnage et méthodes de références supplémentaires : Les intervenants de l'industrie s'inquiètent du fait que les exigences relatives à l'emplacement des ports d'échantillonnage, décrites dans le document de travail, seraient coûteuses au chapitre des moteurs originaux, car elles nécessiteraient l'installation d'un port d'échantillonnage conforme aux méthodes de référence ainsi que d'une plateforme pour y avoir accès. Un port d'échantillonnage, ou un trou dans un conduit permettant d'insérer une sonde, est conforme aux méthodes de référence s'il est situé suffisamment loin de toutes perturbations de l'écoulement. Environnement Canada était d'accord avec cette préoccupation et a élaboré une exception pour les moteurs originaux se conformant à la limite exprimée en termes de parties par million en volume. Pour ces moteurs, un essai peut désormais être effectué à n'importe quel endroit dans le tuyau d'échappement. Pour les émissions mesurées en partie par million en volume, cette exception ne compromet pas l'exactitude. Environnement Canada a également ajouté des méthodes de référence supplémentaires pour la mesure des émissions de NO_x, tel qu'il a été demandé par l'industrie, afin de fournir plus de choix.
3. Exigences administratives excessives : Les intervenants de l'industrie ont indiqué dans leurs commentaires que le projet de règlement ne devrait pas exiger la production de rapports, mais que les entreprises devraient être tenues de conserver les

the engine registry are no longer submitted 60 days or 30 days after a test or a change has occurred, but only once a year, at the same time as the annual report. As requested by industry, surplus engines will not have to be registered and the reporting date has been delayed from April 1 to July 1.

4. Excessive testing requirements: A number of stakeholders felt that the frequency at which testing was required was excessive and recommended to test 10% of the engines annually. Environment Canada had based the testing frequency on a review of requirements from other jurisdictions and an engine's capability to maintain an emission level. Environment Canada has decreased the testing frequency for rich-burn engines from every four months to every six months. Also, the testing of original lean-burn engines has been significantly simplified for those subject to the flat limit or those using default emissions values of 4 g/kWh for the fleet average. Now, instead of a complete performance test, an O₂ measurement is requested annually.

The changes outlined above, and others, were incorporated into a second working document which was distributed to stakeholders for information purposes in January 2013. Comments on the second version were received from two industry associations and some further changes were made to the proposed Regulations, mainly to clarify definitions, to define what happens in the case of engines having more than one responsible person and to give the option to calculate the fleet average in the units of their choice (ppmv or g/kWh).

b. Boilers and heaters

The consultation process for the non-utility boiler and heater requirements within the proposed Regulations began in the fall of 2009 and continued again beginning in February 2011, when a boilers and heaters expert group was formed. Representatives from Environment Canada, affected industries, other jurisdictions, other federal government departments, manufacturers and non-governmental organizations met regularly to present their interests and concerns, to share new information on existing proposals and to advance new proposals. At the end of that process, in March 2012, there was general agreement on the broad elements of the process (e.g. the overall approach using CCME guidelines as a starting point, and the emissions limits for medium-sized and new equipment). However, there was not a consensus recommendation on the performance standards for large new equipment. Also, various implementation issues emerged that would be dealt with in the regulatory development process, (e.g. potential duplication and reporting requirements).

dossiers qui pourraient être vérifiés. Environnement Canada estime que la production de rapports est un élément important de l'assurance de la conformité au projet de règlement et de sa mise en application. Toutefois, les exigences en matière de production de rapports ont été considérablement simplifiées pour assurer qu'un minimum de renseignements était demandé à l'industrie, tout en recueillant l'information nécessaire pour vérifier la conformité. Par exemple, les résultats des essais et la mise à jour du registre de moteurs n'ont plus à être soumis 60 ou 30 jours après que l'essai ou le changement a eu lieu, mais seulement une fois par année, au même moment que le rapport annuel doit être soumis. Tel qu'il a été demandé par l'industrie, les moteurs entreposés n'auront pas à être enregistrés et la date de soumission du rapport a été repoussée du 1^{er} avril au 1^{er} juillet.

4. Exigences excessives en matière d'essais de rendement : Un certain nombre d'intervenants estimaient que des essais étaient requis trop souvent et recommandaient d'effectuer les essais de rendement sur 10 % des moteurs annuellement. Environnement Canada a fondé la fréquence des essais sur un examen des exigences d'autres gouvernements et sur la capacité d'un moteur à maintenir un niveau d'émission. Environnement Canada a diminué la fréquence des essais pour les moteurs à mélange riche passant d'un essai tous les quatre mois à un essai tous les six mois. Également, les essais sur les moteurs originaux à mélange pauvre ont été grandement simplifiés pour les moteurs se conformant à la limite par moteur ou utilisant une valeur d'émission par défaut de 4 g/kWh avec l'approche de la moyenne annuelle. Actuellement, à la place d'un essai de rendement complet, une mesure d'oxygène est requise annuellement.

Les changements décrits ci-dessus, ainsi que d'autres, ont été intégrés dans un deuxième document de travail distribué aux intervenants aux fins d'information en janvier 2013. Deux associations de l'industrie ont fait part de leurs commentaires sur la deuxième version, et d'autres modifications ont été apportées au projet de règlement, principalement afin de clarifier les définitions, de définir ce qui arrive dans le cas où un moteur aurait plus d'une personne responsable et de permettre de calculer la moyenne annuelle dans l'unité de leur choix (ppmv ou g/kWh).

b. Chaudières et fours industriels

Le processus de consultation pour les exigences relatives aux chaudières et aux fours industriels indépendants incluses dans le projet de règlement a commencé à l'automne 2009 et a repris en février 2011, lors de la création d'un groupe d'experts sur ce type d'équipement. Des représentants d'Environnement Canada, des industries touchées, d'autres juridictions, d'autres ministères fédéraux, de constructeurs d'équipements et d'organisations non gouvernementales se sont réunis régulièrement pour présenter leurs intérêts et leurs préoccupations, partager de nouveaux renseignements sur les propositions existantes et en faire de nouvelles. À la fin de ce processus, en mars 2012, un accord général a pu être trouvé sur les principaux éléments du processus (par exemple l'approche globale utilise les lignes directrices du Conseil canadien des ministres de l'environnement comme point de départ, et les limites d'émissions pour les équipements de taille moyenne et nouveaux). Cependant, aucune recommandation n'a pu être formulée par consensus concernant les normes de performance EBEI pour les nouveaux équipements de grande taille. Également, diverses questions soulevées relatives à la mise en œuvre des EBEI seront traitées dans le cadre du processus d'élaboration des règlements (par exemple la duplication potentielle et les exigences en matière de production de rapports).

After March 2012, the pre-regulatory discussions began, focusing on implementation details. Over 300 stakeholders were invited to participate in these consultations. Over 50 representatives from provincial and territorial governments, owner/operators of boilers and heaters in the AQMS industrial sectors, industry associations, manufacturers, installers, provincial authorities that provide installation permits for boilers, and environmental non-governmental organizations participated actively in the consultations.

Over 70 sets of comments were received. Significant concerns were raised in the following areas, and changes where appropriate were made, as outlined below:

1. The potential for double regulation: This was a factor in determining whether specific equipment would be subject to the Regulations (e.g. reheat furnaces in the iron and steel sector are expected to be regulated in the future and so are excluded from the proposed Regulations).
2. Uncertainty about the applicability of the Regulations to specialized equipment: Each case was considered separately, and a decision to include or exclude specific equipment was made based on such factors as the technical difficulty of applying the emission limit, or whether the equipment would be subject to another regulatory instrument. For example, duct burners, while technically heaters, were excluded because they are an integral part of a turbine system, which would be subject to another regulatory instrument.
3. Harmonization with existing requirements: Current provincial requirements were considered when defining measurement procedures. The proposed Regulations include a mechanism for regulatees to apply to have existing methods required by provinces approved for demonstrating compliance with the proposed federal Regulations (e.g. regarding CEMS data gathering procedures).

c. Cement

The consultation process for the requirement for the cement manufacturing sector in the proposed Regulations began in the fall of 2009. A cement expert working group was formed in February 2011 and included representation from Environment Canada, other federal departments, provinces, the Cement Association of Canada (CAC), industry, and the ENGO communities. The combination of teleconferences and face-to-face meetings provided a forum to share and validate information, to flag concerns, and to discuss proposals. At the end of that process, there was general agreement on the broad elements, including pollutants of concern, the performance standards for each of the pollutants, and monitoring and reporting requirements. Although ENGO representatives were involved in the development of the BLIERS, they were supportive of more stringent performance standards.

In July 2012, further consultations were initiated to solicit input from stakeholders on implementation concerns. All stakeholders engaged in the previous phase were invited to participate. The CAC, industry and the provinces actively participated by reviewing and providing comments on consultation documents. Based

Après mars 2012, les discussions préalables à l'adoption du Règlement ont commencé et portaient sur les détails relatifs à la mise en œuvre. Plus de 300 intervenants ont été invités à participer à ces consultations. Plus de 50 représentants des gouvernements provinciaux et territoriaux, des propriétaires ou opérateurs de chaudières et de fours industriels des secteurs visés par le Système de gestion de la qualité de l'air, des associations industrielles, des constructeurs d'équipements, des installateurs, des autorités provinciales qui fournissent des permis d'installation pour les chaudières, ainsi que des organisations non gouvernementales environnementales ont participé activement à ces consultations.

Plus de 70 séries de commentaires ont été reçues. Des préoccupations importantes ont été partagées dans les domaines suivants, et des changements ont été apportés en conséquence, comme il est indiqué ci-dessous :

1. Possibilité d'une double réglementation : Ce facteur a été pris en compte pour déterminer si un équipement en particulier serait soumis au Règlement (par exemple les fours industriels du secteur du fer et de l'acier devraient être réglementés à l'avenir et ont donc été exclus du projet de règlement).
2. Incertitude quant à l'applicabilité du Règlement à l'équipement spécialisé : Chaque cas a été examiné séparément, et une décision relative à l'inclusion ou à l'exclusion d'un équipement en particulier a été prise en fonction de facteurs tels que la difficulté technique d'appliquer une limite d'émission. En cas d'exclusion, une décision a été prise quant à la soumission de l'équipement à un autre instrument réglementaire. Par exemple, les brûleurs en canalisation, alors qu'ils sont techniquement considérés comme des fours industriels, ont été exclus, car ils font partie intégrante d'un système de turbine qui serait soumis à un autre instrument réglementaire.
3. Harmonisation avec les exigences existantes : Les exigences provinciales actuelles ont été prises en considération lors de la définition des procédures d'essais. Le projet de règlement comporte un mécanisme permettant aux parties réglementées de demander à ce que les méthodes actuellement requises par les provinces pour démontrer la conformité soient approuvées pour le projet de règlement fédéral (par exemple en ce qui concerne les procédures de collecte de données à l'aide d'un système de surveillance continue des émissions).

c. Ciment

Le processus de consultation sur l'exigence pour le secteur de la fabrication du ciment dans le projet de règlement a commencé à l'automne 2009. Un groupe de travail d'experts sur le ciment, formé en février 2011, comprenait des représentants d'Environnement Canada, d'autres ministères fédéraux, des provinces, de l'Association canadienne du ciment, de l'industrie et des organisations non gouvernementales de l'environnement. La combinaison de téléconférences et de réunions en personne a permis le partage et la validation de renseignements, le partage de préoccupations et des discussions sur les propositions. À la fin de ce processus, un accord général a pu être trouvé sur les principaux éléments, notamment sur les polluants préoccupants, les normes de rendement pour chacun des polluants, ainsi que les préoccupations concernant la surveillance et la production de rapports. Bien que les représentants des organisations non gouvernementales de l'environnement aient participé à l'élaboration des exigences EBELI, ils étaient favorables à des normes de rendement plus strictes.

En juillet 2012, de nouvelles consultations ont commencé pour solliciter des commentaires de la part des intervenants sur des questions de mise en œuvre. Tous les intervenants ayant participé à la phase précédente ont été invités à se prononcer. L'Association canadienne du ciment, l'industrie et les provinces ont

on comments received, consideration was given and the appropriate changes were made, as outlined below:

1. **Definitions:** In the development of definitions, technical elements were taken into consideration and definitions were adjusted accordingly in order to enhance the clarity of several elements and to better harmonize with existing definitions. The adjustments to the definitions were consistent with efforts to minimize administrative burden.
2. **Acceptable protocols and reporting elements:** Monitoring and reporting requirements were amended to better align with existing regulatory provisions in order to minimize administrative burden and to better harmonize with existing reporting and monitoring requirements. In addition, the proposed Regulations include a mechanism for regulatees to apply to have the existing methods required by provinces approved for demonstrating compliance with the proposed federal Regulations.

In general, the provinces, industry representatives and the CAC continue to be supportive of the performance standards and a regulatory approach.

d. Common elements

In addition, as the proposed Regulations will apply to all of the sectors covered by the AQMS, provinces, territories, and industry stakeholders were sent information on the elements that would be common to all, including such aspects as definitions and reporting requirements. Environment Canada addressed the following common types of questions received either through telephone calls or by email. In response to questions about how federal and provincial reporting and testing requirements would be coordinated, the federal government assured stakeholders that an integral aspect of the BLIERS was to align reporting and testing requirements between governments to the extent possible in order to reduce the burden on industry. There were also questions about duplication of compliance assessment and enforcement activities. Environment Canada confirmed that regulatees are assessed for compliance, and enforcement will take place as required. However, the federal government has also expressed openness to establishing equivalency agreements with provinces that meet the necessary criteria, as this would avoid duplication of compliance assessment and enforcement activities.

Regulatory cooperation

The collaborative work done on developing both the Comprehensive Air Management System and the AQMS, as well as the following discussion through committees under the Canadian Council of Ministers of the Environment, has put provinces and territories more at ease with respect to the federal approach for these proposed Regulations. Implementation of the system is strongly supported by provinces and territories, which see it as a model of effective federal/provincial cooperation where each level of government takes distinct actions, within its authority that are coordinated and mutually reinforcing.

The Government of Canada extensively engaged provinces and territories during the regulatory development process (conference calls, sharing of information, etc.) in order to better understand

activement participé en examinant les documents de consultation et en fournissant des commentaires sur ces derniers. On a tenu compte des commentaires reçus et les modifications appropriées suivantes ont été apportées :

1. **Définitions :** Dans le cadre de l'élaboration des définitions, on a pris en considération des éléments techniques et ajusté les définitions en conséquence, afin d'améliorer la clarté de plusieurs éléments et de mieux les harmoniser avec les définitions existantes. Les ajustements des définitions étaient compatibles avec les efforts visant à réduire le fardeau administratif.
2. **Protocoles et éléments de déclaration acceptables :** Les exigences en matière de surveillance et de production de rapports ont été modifiées pour être plus conformes aux dispositions réglementaires existantes, et ce, afin de réduire le fardeau administratif et de mieux harmoniser ces exigences avec celles du même type déjà existantes. Par ailleurs, le projet de règlement comporte un mécanisme permettant aux parties réglementées de demander à ce que les méthodes actuellement requises par les provinces soient approuvées pour démontrer la conformité avec le projet de règlement fédéral.

De façon générale, les provinces, les représentants de l'industrie et l'Association canadienne du ciment continuent d'être favorables aux normes de rendement et à une approche réglementaire.

d. Éléments communs

En outre, comme le projet de règlement s'appliquera à tous les secteurs visés par le SGQA, des renseignements ont été envoyés aux provinces, aux territoires et aux intervenants de l'industrie concernant les éléments qui seraient communs à tous les secteurs, y compris les définitions et les exigences en matière de production de rapports. Environnement Canada a examiné le type de questions communes suivantes reçues par téléphone ou par courriel. En réponse aux questions sur la façon dont les exigences fédérales et provinciales en matière d'essais et de production de rapports seraient coordonnées, le gouvernement fédéral a assuré les intervenants qu'un aspect essentiel des EBEI était d'harmoniser ces exigences entre les différents gouvernements, dans la mesure du possible, afin de réduire le fardeau administratif pour l'industrie. Des questions ont également été posées sur la duplication des activités d'évaluation de la conformité et d'application de la loi. Environnement Canada a confirmé que les parties réglementées seront soumises à des inspections pour évaluer la conformité au Règlement et que des mesures d'application de la loi seront prises, si nécessaire. Toutefois, le gouvernement fédéral a aussi indiqué la possibilité d'établir des accords d'équivalence avec les provinces qui remplissent les critères nécessaires, de façon à éviter le dédoublement des activités d'évaluation de la conformité et d'application de la loi.

Coopération en matière de réglementation

Le travail de collaboration effectué sur l'élaboration du Système complet de gestion de l'air et du Système de gestion de la qualité de l'air et les discussions qui s'en sont suivies dans le cadre de comités relevant du Conseil canadien des ministres de l'environnement ont mis les provinces et les territoires plus à l'aise concernant l'approche du gouvernement fédéral relative à ce projet de règlement. La mise en œuvre du système est fortement appuyée par les provinces et les territoires, qui le voient comme un modèle de coopération efficace entre le gouvernement fédéral et les provinces où, dans le cadre de son champ d'autorité, chaque ordre de gouvernement prend des mesures distinctes qui sont coordonnées et se renforcent mutuellement.

Le gouvernement du Canada a largement sollicité les provinces et les territoires au cours du processus d'élaboration du Règlement (par exemple conférences téléphoniques et partage de

their perspectives on the proposed Regulations and the relationship with existing actions on the industries in their jurisdiction.

Under the AQMS, provinces are to create or update their existing requirements (if necessary) to the levels of the performance standards. To minimize overlap with existing and/or new provincial requirements, the proposed Regulations have been designed to initially assess compliance over a two-year period for the cement sector. For the equipment-based performance standards, the federal government would delay the compliance date by one year from the date agreed upon by stakeholders during the development of the performance standards. In this way, provinces that have requirements that achieve a comparable environmental outcome will be the front-line regulators and have the first opportunity to bring facilities into compliance. In addition, the proposed Regulations have been written to reduce duplication of reporting and monitoring, by asking potential regulatees, where possible, to generate information in a manner similar to what provinces currently require.

The proposed Regulations would introduce new requirements in some provinces and territories. The federal government is open to pursuing equivalency agreements with interested provinces and territories.

The implementation of the proposed Regulations is not expected to affect trade. The performance standards are benchmarked to emissions standards that are considered good performance where air pollution is not an issue. In many cases, the benchmarks were existing Canadian, U.S., or European requirements for similar facilities, equipment or sectors.

The proposed Regulations would enable regulatory alignment with the United States under the Canada-United States Regulatory Cooperation Council Joint Action Plan, under which both Canada and the United States will be required to have regulatory approaches in place that address emissions of particulate matter and its precursor pollutants. The proposed Regulations are also deemed essential for continued engagement with the United States on transboundary flows of air pollution through the Canada-United States Air Quality Agreement.

In terms of the economic analysis of the proposed Regulations, in order to engage provinces and territories prior to publication of the Regulatory Impact Analysis Statement (RIAS) in the *Canada Gazette*, Part I, Environment Canada established a new cost-benefit analysis working group (CBAWG) in December 2012. Through the CBAWG, the federal government has shared detailed information about modelling approaches as well as data and assumptions employed in the analysis of the proposed Regulations. A set of detailed documents outlining the proposed CBA methodology for each set of performance standards was shared with provinces and territories. These methodology documents included cost estimates by technology, as well as information on key assumptions that were used to develop the total cost estimates applicable to a given sector or equipment group.

renseignements), afin de mieux comprendre leurs points de vue sur le projet de règlement et la relation avec des mesures existantes pour les industries dans leur champ de compétence.

Dans le cadre du Système de gestion de la qualité de l'air, les provinces doivent élaborer des exigences ou mettre à jour celles qu'elles ont déjà (si nécessaire) par rapport aux normes de rendement. Pour minimiser les chevauchements avec de nouvelles exigences provinciales ou des exigences provinciales déjà existantes, le projet de règlement a été conçu en vue d'évaluer d'abord la conformité sur une période de deux ans pour le secteur de la fabrication du ciment. En ce qui concerne les normes de rendement pour l'équipement, le gouvernement fédéral retarderait la date de conformité d'un an, à partir de la date convenue par les intervenants au cours de l'élaboration des normes de rendement. De cette façon, les provinces qui disposent d'exigences permettant d'obtenir un résultat environnemental comparable seront les organismes de réglementation de première ligne et auront une première occasion de mettre les installations en conformité. De plus, le projet de règlement a été rédigé de façon à réduire les possibilités de duplication de la production de rapports et la surveillance, et ce, en demandant aux parties réglementées potentielles de fournir, si possible, des renseignements d'une façon similaire à celle que les provinces exigent actuellement.

Le projet de règlement introduirait de nouvelles exigences dans certaines provinces et certains territoires. Le gouvernement fédéral pourrait accepter d'établir des accords d'équivalence avec les provinces et territoires intéressés.

La mise en œuvre de l'ensemble du projet de règlement ne devrait pas affecter les échanges commerciaux. Les normes de rendement ont été élaborées d'après les normes d'émissions qui sont considérées comme étant un bon rendement lorsque la pollution de l'air ne représente pas un problème. Dans de nombreux cas, les exigences de référence étaient déjà en place au Canada, aux États-Unis ou en Europe pour des installations, de l'équipement ou des secteurs similaires.

Le projet de règlement permettrait d'harmoniser la réglementation canadienne avec celle des États-Unis dans le cadre du Plan d'action conjoint du Conseil de coopération Canada-États-Unis en matière de réglementation, en vertu duquel le Canada et les États-Unis seront tenus d'avoir des approches réglementaires en place concernant les émissions de matières particulaires et de ses polluants précurseurs. Le projet de règlement est également jugé important dans le cadre de l'engagement continu du Canada avec les États-Unis concernant les flux transfrontaliers de la pollution atmosphérique incarné par l'Accord Canada-États-Unis sur la qualité de l'air.

En termes d'analyse économique du projet de règlement, afin de mobiliser les provinces et les territoires avant la publication du résumé de l'étude d'impact de la réglementation dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, Environnement Canada a établi un nouveau groupe de travail portant sur l'analyse coûts-avantages en décembre 2012. Grâce à ce groupe de travail, le gouvernement fédéral a partagé des informations détaillées sur les approches de modélisation ainsi que les données et hypothèses utilisées dans l'analyse du projet de règlement. Un ensemble de documents détaillés décrivant la méthodologie d'analyse coûts-avantages proposée pour chaque ensemble de normes de performance a été partagé avec les provinces et les territoires. Ces documents de méthodologie comprenaient des estimations de coûts par technologie, ainsi que des informations sur les principales hypothèses qui ont été utilisées pour estimer le coût total applicable à chaque secteur ou groupe d'équipement.

Rationale

Although progress has been made in reducing some air pollutant emissions, air quality remains an ongoing issue in Canada and presents a significant risk to the health of Canadians every day. Negative health effects are experienced at even low levels of concentrations of air pollutants. Air pollution is linked to cardiovascular and respiratory illnesses such as heart disease, stroke, asthma, and bronchitis, and even premature death. There is also growing evidence that air pollution may be associated with other health impacts, such as low birth weight and various neurological effects. Moreover, air pollutants affect overall ecosystem health, including crop yields. All of these impacts lead to significant costs for the health care system and the economy, and for Canadians more broadly.

Despite significant initiatives to reduce emissions from vehicles, engines and fuels, and consumer and commercial products, air pollution is still an issue of concern in Canada.

The lack of a clear national approach for managing air pollution from industrial sources has led to widely inconsistent industrial emission standards across the country. The BLIERs overall, and the proposed Regulations as an initial step, would reduce inconsistencies across Canada by ensuring that all facilities across Canada are subject to the same base-level requirements. Furthermore, the proposed Regulations would improve people's lives by reducing air pollutant emissions, particularly where there have been few requirements for emission abatement in the past, and would bring Canada closer to achieving the updated CAAQS.

A regulatory approach was chosen for engines, boilers and heaters and cement because it is a cost-effective way to ensure consistency and fairness. Moreover, it is broadly supported by industry as it provides policy certainty and is sensitive to industry costs and competitiveness concerns. Implementation of the system is supported by provinces, which see it as a model of effective federal/provincial cooperation where each level of government takes distinct, coordinated actions within their authorities that are mutually reinforcing. Other key stakeholders, such as several major health and environmental non-governmental organizations, are also supportive.

In addition, the proposed Regulations would reduce transboundary pollution flows from Canada to the United States and would also strengthen Canada's position in discussions with the United States to further reduce transboundary air pollution under the Canada-United States Air Quality Agreement.

The proposed Regulations would result in significant net health and environmental benefits. It is expected that they will lead to a total reduction of approximately 2 065 kt of NO_x and 96 kt of SO₂ between 2013 and 2035, reducing adverse health and environmental effects from the atmospheric formation of ozone and particulate matter. For engines alone, the net incremental benefit of achieving the NO_x reductions attributable to that performance standard is \$6.5 billion. Similarly, for boilers and heaters, the net incremental benefit is \$1.1 billion, and for cement, the net incremental benefit is \$1.4 billion.

Justification

Bien que des progrès aient été accomplis dans la réduction de quelques émissions de polluants atmosphériques, la qualité de l'air demeure un problème au Canada et présente un risque important pour la santé des Canadiens au quotidien. Des effets négatifs sur la santé ont été démontrés même à des concentrations faibles de polluants atmosphériques. La pollution atmosphérique est liée aux maladies cardiovasculaires et respiratoires, comme les maladies cardiaques, les accidents vasculaires cérébraux, l'asthme et la bronchite, et même aux décès prématurés. On a également de plus en plus de preuves que la pollution atmosphérique peut être associée à d'autres effets sur la santé (par exemple un faible poids à la naissance et divers problèmes neurologiques). En outre, les polluants atmosphériques ont un impact sur la santé globale des écosystèmes, notamment sur le rendement des cultures. Toutes ces répercussions affectent l'économie et entraînent des coûts considérables pour le système de soins de santé et pour les Canadiens en général.

Malgré d'importantes initiatives visant à réduire les émissions des véhicules, des moteurs, des carburants, ainsi que des produits commerciaux et de consommation, la pollution atmosphérique demeure un sujet préoccupant au Canada.

L'absence d'une approche nationale claire concernant la gestion de la pollution atmosphérique provenant de sources industrielles a conduit à des normes de rendement très variables en matière d'émissions industrielles dans tout le pays. Dans un premier temps, l'ensemble des exigences EBEI et le projet de règlement permettraient de réduire les disparités au Canada en veillant à ce que toutes les installations du pays soient soumises aux mêmes normes de rendement. En réduisant les émissions de polluants atmosphériques, en particulier là où il n'y a eu que peu d'exigences relatives à la réduction des émissions dans le passé, le projet de règlement permettrait d'améliorer la qualité de vie des Canadiens et aiderait au Canada à respecter les Normes nationales de qualité de l'air ambiant mises à jour.

Une approche réglementaire a été choisie pour les moteurs, les chaudières, les fours industriels et les cimenteries, car il s'agit d'un des moyens les plus rentables pour garantir l'uniformité et l'équité. Par ailleurs, cette approche est largement appuyée par l'industrie, car elle fournit une certitude stratégique et elle tient compte des coûts de l'industrie et des préoccupations relatives à la compétitivité. Les provinces et les territoires appuient la mise en œuvre de ce système de gestion et le perçoivent comme un modèle de coopération fédérale/provinciale efficace où chaque ordre de gouvernement fait des actions coordonnées et complémentaires, selon leurs compétences respectives. D'autres intervenants clés, comme plusieurs grandes organisations non gouvernementales de l'environnement et de la santé, appuient également la mise en œuvre de ce système de gestion.

De plus, le projet de règlement permettrait de réduire les flux de pollution transfrontalière entre le Canada et les États-Unis et également de renforcer la position du Canada dans les discussions avec les États-Unis afin de réduire davantage la pollution atmosphérique transfrontalière en vertu de l'Accord Canada-États-Unis sur la qualité de l'air.

Le projet de règlement se traduirait par des avantages nets importants pour la santé et l'environnement. On s'attend à ce qu'il mène à une réduction totale d'environ 2 065 kt de NO_x et de 96 kt de SO₂, entre 2013 et 2035, diminuant ainsi les conséquences sanitaires et environnementales négatives dues à la formation d'ozone atmosphérique et de matières particulaires. L'avantage différentiel net de l'atteinte des réductions de NO_x attribuables à cette norme de rendement s'élève à 6,5 milliards de dollars uniquement pour les moteurs. L'avantage différentiel net pour les chaudières et les fours industriels s'élève à 1,1 milliard de dollars, et celui pour les cimenteries est de 1,4 milliard de dollars.

As per a Cabinet Directive, a preliminary Strategic Environmental Assessment was conducted, and also confirmed that the proposed Regulations would have a positive impact on air quality and the environment overall.

Implementation, enforcement and service standards

Compliance strategy

Compliance promotion activities are intended to assist the regulated community to achieve compliance. These activities are targeted at raising awareness and assisting the regulated community to achieve a high level of overall compliance as early as possible during the regulatory implementation process. The regulatees and other stakeholders would be well positioned to understand that the Regulations are coming, what would be regulated and what compliance with the Regulations would entail.

Compliance promotion activities could include

- mailing out of the final Regulations;
- developing and distributing promotional materials (e.g. fact sheets, Web material);
- upon request, distributing additional information, industry-specific information or focused information regionally in a tailored approach at a later time;
- advertising in trade and association magazines;
- attending trade association conferences; and
- presenting workshops/information sessions to explain the proposed Regulations.

Particular emphasis would be placed on the new emissions standards and reporting requirements, and on explaining these activities to small- and medium-sized enterprises. Efforts would also include responding to and tracking inquiries in addition to contributing to the compliance promotion database. As the regulated community becomes more familiar with the requirements of the proposed Regulations, these activities are expected to decline to a maintenance level. The compliance promotion activities would be adjusted according to compliance analyses or if unforeseen compliance challenges arise.

Preliminary assessments of compliance with the proposed Regulations will be carried out through review and analysis of reports submitted, and may require follow-up with regulatees.

Enforcement

The proposed Regulations are made under CEPA 1999, so enforcement officers will, when verifying compliance with the proposed Regulations, apply the Compliance and Enforcement Policy for CEPA 1999.⁵¹ This Policy sets out the range of possible responses to alleged violations, including warnings, directions, environmental protection compliance orders, tickets, ministerial orders, injunctions, prosecution and environmental protection

Conformément à une directive du Cabinet, une évaluation environnementale stratégique préliminaire a été menée et celle-ci a également permis de confirmer que le projet de règlement aurait un impact positif sur la qualité de l'air et de l'environnement en général.

Mise en œuvre, application et normes de service

Stratégie de conformité

Les activités de promotion de la conformité visent à aider la collectivité réglementée à se conformer au Règlement. Ces activités ont pour objectif de sensibiliser et d'aider la collectivité réglementée à atteindre un niveau élevé de conformité générale aussi tôt que possible pendant le processus de mise en œuvre réglementaire. Les parties réglementées et les autres intervenants seraient alors en mesure de comprendre que le Règlement entrera bientôt en vigueur, ce qui pourrait être réglementé et ce que la conformité au Règlement entraînerait.

Les activités de promotion de la conformité pourraient comprendre :

- l'envoi postal de la version finale du Règlement;
- la rédaction et la distribution de matériel promotionnel (par exemple des fiches d'information et des documents Web);
- sur demande, la diffusion de renseignements supplémentaires, de renseignements propres à l'industrie ou de renseignements spécifiques à une région, selon une approche personnalisée et à un moment ultérieur;
- de la publicité dans des revues spécialisées et des magazines d'associations;
- la participation à des conférences d'associations professionnelles;
- la présentation d'ateliers ou de séances d'information pour expliquer le projet de règlement.

Un accent particulier serait mis sur les nouvelles normes d'émissions et exigences en matière de production de rapports, et sur l'explication de ces activités aux petites et moyennes entreprises. Cela pourrait aussi consister à répondre aux requêtes et à en faire le suivi, ainsi qu'à contribuer à la constitution d'une base de données sur la promotion de la conformité. Au fur et à mesure que la collectivité réglementée se familiarisera avec les exigences du projet de règlement, il est prévu de diminuer l'importance de ces activités pour que l'information serve uniquement de soutien. Les activités de promotion de la conformité seraient ajustées en fonction des analyses de la conformité ou en cas de problèmes de conformité imprévus.

Des évaluations préliminaires de la conformité au projet de règlement seront effectuées au moyen d'un examen et d'une analyse des rapports soumis et pourraient nécessiter de faire un suivi auprès des parties réglementées.

Application de la loi

Comme le projet de règlement est élaboré en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, lorsque les agents d'application de la loi vérifieront la conformité audit projet de règlement, ils suivront la Politique d'observation et d'application de cette loi⁵¹. Cette politique établit différentes mesures pouvant être prises en cas d'infraction présumée, soit des avertissements, des ordres, des ordres d'exécution en matière de

⁵¹ Environment Canada's Compliance and Enforcement Policy is available at www.ec.gc.ca/alef-ewe/default.asp?lang=en&n=AF0C5063-1.

⁵¹ La Politique d'observation et d'application d'Environnement Canada peut être consultée à l'adresse suivante : www.ec.gc.ca/alef-ewe/default.asp?lang=Fr&n=AF0C5063-1.

alternative measures (which are an alternative to a court prosecution after the laying of charges for a CEPA 1999 violation). In addition, the Policy explains when Environment Canada will resort to civil suits by the Crown for cost recovery.

To verify compliance, enforcement officers may carry out an inspection. An inspection may identify an alleged violation, and alleged violations may also be identified by Environment Canada's technical personnel, through information transmitted to the Department by the Canada Border Services Agency or through complaints received from the public. Whenever a possible violation of the Regulations is identified, enforcement officers may carry out investigations. In developing enforcement plans for the Regulations, EC will look into the possibility of further coordinating inspections with provincial enforcement officers.

When, following an inspection or an investigation, an enforcement officer discovers an alleged violation, the officer will choose the appropriate enforcement action based on the following factors:

- Nature of the alleged violation: This includes consideration of the damage, the intent of the alleged violator, whether it is a repeat violation, and whether an attempt has been made to conceal information or otherwise subvert the objectives and requirements of CEPA 1999;
- Effectiveness in achieving the desired result with the alleged violator: The desired result is compliance within the shortest possible time and with no further repetition of the violation. Factors to be considered include the violator's history of compliance with the Act, willingness to cooperate with enforcement officers, and evidence of corrective action already taken; and
- Consistency: Enforcement officers will consider how similar situations have been handled in determining the measures to be taken to enforce the Act.

Performance measurement and evaluation

The Performance Measurement and Evaluation Plan (PMEP) describes the desired outcomes of the proposed Regulations and establishes indicators to assess the performance of the proposed Regulations in achieving these outcomes. The PMEP package (available upon request) is composed of three documents:

- the PMEP itself, which details the regulatory evaluation process;
- the logic model, which provides a simplified visual walk-through of the regulatory evaluation process; and
- the table of indicators, which lists clear performance indicators and associated targets, if applicable, in order to track the progress of each outcome of the proposed Regulations.

The three documents complement each other and allow the reader to gain a clear understanding of the outcomes of the proposed Regulations, the performance indicators, as well as the evaluation process.

protection de l'environnement, des contraventions, des ordres ministériels, des injonctions, des poursuites criminelles et des mesures de rechange en matière de protection de l'environnement [solutions de rechange permettant d'éviter un procès après qu'une plainte a été déposée pour une infraction à la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*]. De surcroît, cette politique explique dans quelles situations Environnement Canada aura recours à des poursuites civiles intentées par la Couronne pour le recouvrement des frais.

Les agents d'application de la loi peuvent procéder à une inspection dans le but de vérifier s'il y a conformité. Une inspection peut permettre de déceler des infractions présumées et ces infractions peuvent aussi être décelées par le personnel technique d'Environnement Canada grâce à des renseignements fournis au Ministère par l'Agence des services frontaliers du Canada ou de plaintes émanant du public. Les agents d'application de la loi sont autorisés à enquêter chaque fois qu'une infraction présumée au Règlement est décelée. Au cours de l'élaboration du plan d'application de ce projet de règlement, Environnement Canada considérera la possibilité de mieux coordonner les inspections avec les agents provinciaux d'application de la loi.

Si, au terme d'une inspection ou d'une enquête, l'agent d'application de la loi découvre une infraction présumée, il doit choisir la mesure d'application de la loi appropriée à prendre en fonction des facteurs suivants :

- Nature de l'infraction présumée : il convient notamment de déterminer la gravité des dommages réels ou potentiels causés à l'environnement, s'il y a eu action délibérée de la part du contrevenant, s'il s'agit d'une récidive et s'il y a eu tentative de dissimuler de l'information ou de contourner, d'une façon ou d'une autre, les objectifs et les exigences de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*;
- L'efficacité du moyen employé pour obliger le contrevenant présumé à obtempérer : le but est de faire respecter la Loi dans les meilleurs délais tout en empêchant les récidives. Les facteurs à considérer comprennent le dossier du contrevenant en ce qui concerne l'observation de la Loi, sa volonté de collaborer avec les agents d'application de la loi et la preuve qu'il a déjà pris des mesures correctives;
- Uniformité dans l'application : les agents d'application de la loi tiendront compte de ce qui a été fait dans des cas semblables pour décider des mesures à prendre afin de faire appliquer la Loi.

Mesures de rendement et évaluation

Le plan d'évaluation et de mesure du rendement décrit les résultats souhaités du projet de règlement et établit des indicateurs pour évaluer le rendement du projet de règlement dans l'atteinte de ces objectifs. La trousse de ce plan (disponible sur demande) se compose de trois documents :

- le plan d'évaluation et de mesure du rendement, qui décrit en détail le processus d'évaluation réglementaire;
- le modèle logique, qui offre une révision visuelle simplifiée du processus d'évaluation réglementaire;
- le tableau des indicateurs, qui énumère les indicateurs de rendement clairs et les cibles associées, s'il y a lieu, afin d'effectuer un suivi des progrès de chacun des résultats obtenus grâce au projet de règlement.

Ces trois documents se complètent et permettent au lecteur de bien comprendre les résultats du projet de règlement, les indicateurs de rendement, ainsi que le processus d'évaluation.

Outcomes

The PMEP details the suite of outcomes as regulatees comply with the proposed Regulations. These outcomes include the following:

- Upon publication of the proposed Regulations, the regulated community will become aware of the proposed Regulations, modify practices and equipment and/or purchase equipment to comply with the Regulations and meet the reporting requirements, when applicable (immediate outcome).
- Through modified practices and investments in cleaner technology, regulated industrial sectors and equipment types will be in compliance with the proposed Regulations (intermediate outcomes).
- This will ultimately lead to reduced emissions from industrial sectors covered by the proposed Regulations (final outcome).

The proposed Regulations target new and existing industrial facilities and equipment types and may incorporate progressively more stringent standards depending on the sector. As a result, the outcomes, such as anticipated reductions in emissions, will take place progressively and accumulate over time as the regulated Canadian industrial sectors and equipment types are improved.

Performance indicators and evaluation

Detailed, quantitative indicators and targets, if applicable, were defined for each sector and equipment type. These will be tracked on an annual, biannual or five-year basis, depending on emissions. In addition, a compliance assessment will be conducted periodically to gauge the performance of every indicator against the identified targets. This regular review process will allow the Government of Canada to clearly detail the impact of the proposed Regulations on the industrial sectors and equipment types, and to evaluate the performance of the proposed Regulations in reaching the intended targets.

These performance indicators are available in the PMEP table of indicators. These indicators also allow the determination of whether regulatory performance is “above and beyond” compliance by examining changes in emissions from a BAU scenario.

Contacts

BLIERS policy:

Matt Jones

Director

Air Emissions Priorities Division

Environment Canada

Telephone: 819-420-7742

Email: cleanair-airpur@ec.gc.ca

Economic analysis:

Yves Bourassa

Director

Economic Analysis and Valuation Division

Environment Canada

Telephone: 819-953-7651

Email: RAVD.DARV@ec.gc.ca

Résultats

Le plan d'évaluation et de mesure du rendement présente de façon détaillée l'ensemble des résultats à mesure que les parties réglementées se conforment au projet de règlement. Ces résultats sont, entre autres, les suivants :

- Dès la publication du projet de règlement, la collectivité réglementée prendra conscience du projet de règlement et modifiera ses pratiques et ses équipements ou achètera des unités pour se conformer au Règlement et répondre aux exigences en matière de production de rapports, le cas échéant (résultat immédiat).
- Grâce à des pratiques modifiées et des investissements dans des technologies propres, les secteurs industriels et les types d'équipements réglementés seront en conformité avec le projet de règlement (résultat intermédiaire).
- Cela conduira, en fin de compte, à une réduction des émissions provenant des secteurs industriels visés par le projet de règlement (résultat final).

Le projet de règlement vise les installations industrielles et les types d'équipement nouveaux et existants et peut comprendre des normes de plus en plus strictes selon le secteur. Par conséquent, les résultats, comme les réductions prévues des émissions, seront obtenus progressivement et s'accumuleront au fil du temps, à mesure que les types d'équipement et les secteurs industriels canadiens s'amélioreront.

Indicateurs de rendement et évaluation

Des indicateurs quantitatifs et détaillés ainsi que les cibles qui leur sont associées, le cas échéant, ont été définis pour chaque secteur et type d'équipement. Ils feront l'objet d'un suivi sur une base annuelle, bisannuelle ou sur une période de cinq ans, selon les émissions. De plus, une évaluation de la conformité sera effectuée périodiquement afin d'évaluer le rendement de chaque indicateur par rapport aux cibles définies. Ce processus d'examen régulier permettra au gouvernement du Canada d'exposer en détail les répercussions du projet de règlement sur les secteurs industriels et les types d'équipements, ainsi que d'évaluer le rendement du projet de règlement dans l'atteinte des objectifs fixés.

Ces indicateurs de rendement sont disponibles dans le tableau des indicateurs du plan d'évaluation et de mesure du rendement. Ces indicateurs permettent également de déterminer si le rendement réglementaire dépasse les attentes en matière de conformité, en examinant les changements dans les émissions dans le cadre d'un scénario de maintien du statu quo.

Personnes-ressources

Politique liée aux EBEI :

Matt Jones

Directeur

Division des priorités en matière d'émissions atmosphériques

Environnement Canada

Téléphone : 819-420-7742

Courriel : cleanair-airpur@ec.gc.ca

Analyse économique :

Yves Bourassa

Directeur

Division de l'analyse et de l'évaluation économiques

Environnement Canada

Téléphone : 819-953-7651

Courriel : RAVD.DARV@ec.gc.ca

Small Business Lens Checklist

1. Name of the sponsoring regulatory organization:

Environment Canada

2. Title of the regulatory proposal:

Multi-Sector Air Pollutants Regulations

3. Is the checklist submitted with a RIAS for the *Canada Gazette*, Part I or Part II? *Canada Gazette*, Part I *Canada Gazette*, Part II**A. Small business regulatory design**

I	Communication and transparency	Yes	No	N/A
1.	Are the proposed Regulations or requirements easily understandable in everyday language?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2.	Is there a clear connection between the requirements and the purpose (or intent) of the proposed Regulations?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3.	Will there be an implementation plan that includes communications and compliance promotion activities, that informs small business of a regulatory change and guides them on how to comply with it (e.g. information sessions, sample assessments, toolkits, Web sites)?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4.	If new forms, reports or processes are introduced, are they consistent in appearance and format with other relevant government forms, reports or processes?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
II	Simplification and streamlining	Yes	No	N/A
1.	Will streamlined processes be put in place (e.g. through BizPaL, Canada Border Services Agency single window) to collect information from small businesses where possible?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2.	Have opportunities to align with other obligations imposed on business by federal, provincial, municipal or international or multinational regulatory bodies been assessed?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3.	Has the impact of the proposed Regulations on international or interprovincial trade been assessed?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4.	If the data or information, other than personal information, required to comply with the proposed Regulations is already collected by another department or jurisdiction, will this information be obtained from that department or jurisdiction instead of requesting the same information from small businesses or other stakeholders? (The collection, retention, use, disclosure and disposal of personal information are all subject to the requirements of the <i>Privacy Act</i> . Any questions with respect to compliance with the <i>Privacy Act</i> should be referred to the department's or agency's ATIP office or legal services unit.)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
The majority of the information being requested is not currently being required by the provinces or the federal government.				
5.	Will forms be pre-populated with information or data already available to the department to reduce the time and cost necessary to complete them? (Example: When a business completes an online application for a licence, upon entering an identifier or a name, the system pre-populates the application with the applicant's personal particulars, such as contact information and date, when that information is already available to the department.)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
The forms will be filled using Environment Canada's electronic reporting system, so basic information should become pre-populated after the first use.				
6.	Will electronic reporting and data collection be used, including electronic validation and confirmation of receipt of reports where appropriate?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
7.	Will reporting, if required by the proposed Regulations, be aligned with generally used business processes or international standards if possible?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
8.	If additional forms are required, can they be streamlined with existing forms that must be completed for other government information requirements?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
No other existing forms require similar information to be reported. This prevents any streamlining. However, the Environment Canada electronic reporting system will be used.				
III	Implementation, compliance and service standards	Yes	No	N/A
1.	Has consideration been given to small businesses in remote areas, with special consideration to those that do not have access to high-speed (broadband) Internet?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2.	If regulatory authorizations (e.g. licences, permits or certifications) are introduced, will service standards addressing timeliness of decision making be developed that are inclusive of complaints about poor service?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
No such authorizations are being introduced.				
3.	Is there a clearly identified contact point or help desk for small businesses and other stakeholders?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

B. Regulatory flexibility analysis and reverse onus

IV	Regulatory flexibility analysis	Yes	No	N/A
1.	Does the RIAS identify at least one flexible option that has lower compliance or administrative costs for small businesses in the small business lens section? Examples of flexible options to minimize costs are as follows: <ul style="list-style-type: none"> • Longer time periods to comply with the requirements, longer transition periods or temporary exemptions; • Performance-based standards; • Partial or complete exemptions from compliance, especially for firms that have good track records (legal advice should be sought when considering such an option); • Reduced compliance costs; • Reduced fees or other charges or penalties; • Use of market incentives; • A range of options to comply with requirements, including lower-cost options; • Simplified and less frequent reporting obligations and inspections; and • Licences granted on a permanent basis or renewed less frequently. 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<p>In addition to reducing administrative costs for small businesses, Environment Canada is also proposing an exemption from the requirements for original engines for small businesses.</p> <p>Environment Canada reached out to the small business community during consultations in the fall of 2012 and the spring of 2013. Environment Canada has also spoken with industry associations representing both large and small businesses in the oil and gas sectors. The associations were unable to provide the company-level information needed to decide what threshold to set to exempt small businesses from compliance and indicated that small businesses would likely only provide information once draft Regulations were published.</p> <p>Between this publication and final publication in the <i>Canada Gazette</i>, Part II, Environment Canada will seek to directly engage small businesses through consultations to introduce workable options to reduce the burden on small businesses.</p>				
2.	Does the RIAS include, as part of the Regulatory Flexibility Analysis Statement, quantified and monetized compliance and administrative costs for small businesses associated with the initial option assessed, as well as the flexible, lower-cost option? <ul style="list-style-type: none"> • Use the Regulatory Cost Calculator to quantify and monetize administrative and compliance costs and include the completed calculator in your submission to TBS-RAS. 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3.	Does the RIAS include, as part of the Regulatory Flexibility Analysis Statement, a consideration of the risks associated with the flexible option? (Minimizing administrative or compliance costs for small business cannot be at the expense of greater health, security or safety or create environmental risks for Canadians.)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4.	Does the RIAS include a summary of feedback provided by small business during consultations?	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<p>Environment Canada has attempted to reach out to the small business community on a number of occasions. Between this publication and final publication in the <i>Canada Gazette</i>, Part II, Environment Canada will seek to further engage small businesses through targeted consultations.</p>				
V	Reverse onus	Yes	No	N/A
1.	If the recommended option is not the lower-cost option for small business in terms of administrative or compliance costs, is a reasonable justification provided in the RIAS?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
The recommended option is the lower-cost option.				

Liste de vérification de la lentille des petites entreprises

1. Nom de l'organisme de réglementation responsable :

Environnement Canada

2. Titre de la proposition de réglementation :

Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques

3. La liste de vérification est-elle soumise avec le RÉIR de la Partie I ou de la Partie II de la *Gazette du Canada*? *Gazette du Canada*, Partie I *Gazette du Canada*, Partie II**A. Conception de la réglementation pour les petites entreprises**

I	Communication et transparence	Oui	Non	S.O.
1.	La réglementation ou les exigences proposées sont-elles faciles à comprendre et rédigées dans un langage simple?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2.	Y a-t-il un lien clair entre les exigences et l'objet principal (ou l'intention) de la réglementation proposée?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3.	A-t-on prévu un plan de mise en œuvre incluant des activités de communications et de promotion de la conformité destinées à informer les petites entreprises sur les changements intervenus dans la réglementation, d'une part, et à les guider sur la manière de s'y conformer, d'autre part (par exemple séances d'information, évaluations types, boîtes à outils, sites Web)?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4.	Si la proposition implique l'utilisation de nouveaux formulaires, rapports ou processus, la présentation et le format de ces derniers correspondent-ils aux autres formulaires, rapports ou processus pertinents du gouvernement?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

A. Conception de la réglementation pour les petites entreprises (suite)

II	Simplification et rationalisation	Oui	Non	S.O.
1.	Des processus simplifiés seront-ils mis en place (en recourant par exemple au service PerLE, au guichet unique de l'Agence des services frontaliers du Canada) afin d'obtenir les données requises des petites entreprises si possible?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2.	Est-ce que les possibilités d'harmonisation avec les autres obligations imposées aux entreprises par les organismes de réglementation fédéraux, provinciaux, municipaux ou multilatéraux ou internationaux ont été évaluées?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3.	Est-ce que l'impact de la réglementation proposée sur le commerce international ou interprovincial a été évalué?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4.	Si les données ou les renseignements — autres que les renseignements personnels — nécessaires pour le respect de la réglementation proposée ont déjà été recueillis par un autre ministère ou une autre administration, obtiendra-t-on ces informations auprès de ces derniers, plutôt que de demander à nouveau cette même information aux petites entreprises ou aux autres intervenants? (La collecte, la conservation, l'utilisation, la divulgation et l'élimination des renseignements personnels sont toutes assujetties aux exigences de la <i>Loi sur la protection des renseignements personnels</i> . Toute question relative au respect de la <i>Loi sur la protection des renseignements personnels</i> devrait être renvoyée au bureau de l'AIPRP ou aux services juridiques du ministère ou de l'organisme concerné.)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
La majorité des renseignements demandés n'ont pas présentement à être fournis aux provinces ou au gouvernement fédéral.				
5.	Les formulaires seront-ils préremplis avec les renseignements ou les données déjà disponibles au ministère en vue de réduire le temps et les coûts nécessaires pour les remplir? (Par exemple, quand une entreprise remplit une demande en ligne pour un permis, en entrant un identifiant ou un nom, le système préremplit le formulaire avec les données personnelles, telles que les coordonnées du demandeur et la date, lorsque cette information est déjà disponible au ministère.)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Les formulaires seront remplis en utilisant le système de déclaration en ligne d'Environnement Canada. Par conséquent, les renseignements de base seront préremplis après la première utilisation.				
6.	Est-ce que les rapports et la collecte de données électroniques, notamment la validation et la confirmation électroniques de la réception de rapports, seront utilisés?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
7.	Si la réglementation proposée l'exige, est-ce que les rapports seront harmonisés selon les processus opérationnels généralement utilisés par les entreprises ou les normes internationales lorsque cela est possible?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
8.	Si d'autres formulaires sont requis, peut-on les rationaliser en les combinant à d'autres formulaires de renseignements exigés par le gouvernement?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Il n'y a pas d'autres formulaires qui requièrent la soumission de renseignements similaires. Cette situation ne permet pas de rationaliser les formulaires. Toutefois, le système de déclaration en ligne d'Environnement Canada sera utilisé.				
III	Mise en œuvre, conformité et normes de service	Oui	Non	S.O.
1.	A-t-on pris en compte les petites entreprises dans les régions éloignées, en particulier celles qui n'ont pas accès à Internet haute vitesse (large bande)?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2.	Si des autorisations réglementaires (par exemple licences, permis, certificats) sont instaurées, des normes de service seront-elles établies concernant la prise de décisions en temps opportun, y compris pour ce qui est des plaintes portant sur le caractère inadéquat du service?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Ce genre d'autorisation n'a pas été instauré dans le Règlement.				
3.	Un point de contact ou un bureau de dépannage a-t-il été clairement identifié pour les petites entreprises et les autres intervenants?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

B. Analyse de flexibilité réglementaire et inversion de la charge de la preuve

IV	Analyse de flexibilité réglementaire	Oui	Non	S.O.
1.	Est-ce que le RÉIR comporte, dans la section relative à la lentille des petites entreprises, au moins une option flexible permettant de réduire les coûts de conformité ou les coûts administratifs assumés par les petites entreprises? Exemples d'options flexibles pour réduire les coûts : <ul style="list-style-type: none"> • Allongement du délai pour se conformer aux exigences, extension des périodes de transition ou attribution d'exemptions temporaires; • Recours à des normes axées sur le rendement; • Octroi d'exemptions partielles ou totales de conformité, surtout pour les entreprises ayant de bons antécédents (remarque : on devrait demander un avis juridique lorsqu'on envisage une telle option); • Réduction des coûts de conformité; • Réduction des frais ou des autres droits ou pénalités; • Utilisation d'incitatifs du marché; • Recours à un éventail d'options pour se conformer aux exigences, notamment des options de réduction des coûts; • Simplification des obligations de présentation de rapports et des inspections ainsi que la réduction de leur nombre; • Octroi de licences permanentes ou renouvelables moins fréquemment. 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
En plus de réduire les coûts administratifs pour les petites entreprises, Environnement Canada propose également une dispense aux exigences relatives aux moteurs originaux pour les petites entreprises. Environnement Canada a communiqué avec la communauté des petites entreprises dans le cadre de consultations tenues à l'automne 2012 et au printemps 2013. Environnement Canada a également discuté avec des associations de l'industrie représentant à la fois les grandes et les petites entreprises du secteur de la production de pétrole et de gaz. Les associations ont été incapables de fournir les renseignements nécessaires sur les entreprises individuelles pour décider quel seuil devrait être fixé afin de dispenser les petites entreprises d'avoir à se conformer aux exigences, et elles ont indiqué qu'elles seront probablement en mesure de fournir ces renseignements seulement une fois que le projet de règlement sera publié. Entre cette publication et la publication finale dans la Partie II de la <i>Gazette du Canada</i> , Environnement Canada cherchera à faire participer directement les petites entreprises au moyen de consultations afin de proposer des solutions pratiques pour réduire le fardeau sur les petites entreprises.				

B. Analyse de flexibilité réglementaire et inversion de la charge de la preuve (suite)

IV	Analyse de flexibilité réglementaire (suite)	Oui	Non	S.O.
2.	Le RÉIR renferme-t-il, dans l'Énoncé de l'analyse de flexibilité réglementaire, les coûts administratifs et de conformité quantifiés et exprimés en valeur monétaire, auxquels feront face les petites entreprises pour l'option initiale évaluée, de même que l'option flexible (dont les coûts sont moins élevés)? • Utiliser le Calculateur des coûts réglementaires pour quantifier et exprimer en valeur monétaire les coûts administratifs et les coûts de conformité et ajouter cette information à votre présentation au SCT-SAR.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3.	Le RÉIR comprend-il, dans l'Énoncé de l'analyse de flexibilité réglementaire, une discussion des risques associés à la mise en œuvre de l'option flexible? (La minimisation des coûts administratifs et des coûts de conformité ne doit pas se faire au détriment de la santé des Canadiens, de la sécurité ou de l'environnement du Canada.)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4.	Le RÉIR comprend-il un sommaire de la rétroaction fournie par les petites entreprises pendant les consultations?	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Environnement Canada a essayé de sensibiliser la communauté des petites entreprises. Entre cette publication et la publication finale dans la Partie II de la <i>Gazette du Canada</i> , Environnement Canada cherchera à faire participer davantage les petites entreprises au moyen de consultations ciblées.				
V	Inversion de la charge de la preuve	Oui	Non	S.O.
1.	Si l'option recommandée n'est pas l'option représentant les coûts les plus faibles pour les petites entreprises (par rapport aux coûts administratifs ou aux coûts de conformité), le RÉIR comprend-il une justification raisonnable? L'option recommandée est l'option à faible coût.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

PROPOSED REGULATORY TEXT

Notice is given, pursuant to subsection 332(1)^a of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*^b, that the Governor in Council, pursuant to subsections 93(1) and 330(3.2)^c of that Act, proposes to make the annexed *Multi-sector Air Pollutants Regulations*.

Any person may, within 60 days after the date of publication of this notice, file with the Minister of the Environment comments with respect to the proposed Regulations or a notice of objection requesting that a board of review be established under section 333 of that Act and stating the reasons for the objection. All comments and notices must cite the *Canada Gazette*, Part I, and the date of publication of this notice, and be sent by mail to Louise Métivier, Director General, Industrial Sectors Directorate, Department of the Environment, Gatineau, Quebec K1A 0H3, by fax to 819-420-7383 or by email to cleanair-airpur@ec.gc.ca.

A person who provides information to the Minister of the Environment may submit with the information a request for confidentiality under section 313 of that Act.

Ottawa, May 15, 2014

JURICA ČAPKUN
Assistant Clerk of the Privy Council

MULTI-SECTOR AIR POLLUTANTS REGULATIONS**OVERVIEW**

Parts 1, 2 and 3 **1.** (1) For the purpose of protecting the environment and human health, these Regulations establish air pollutant requirements in Parts 1, 2 and 3, respectively, for the emission of

(a) NO_x from boilers and heaters in certain regulated facilities in various industrial sectors;

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

^b S.C. 1999, c. 33

^c 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 le gouverneur en conseil, en vertu des paragraphes 93(1) et 330(3.2)^c de cette loi, se propose de prendre le *Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques*, ci-après.

Les intéressés peuvent présenter à la ministre de l'Environnement, dans les soixante jours suivant la date de publication du présent avis, leurs observations au sujet du projet de règlement ou un avis d'opposition motivé demandant la constitution de la commission de révision prévue à l'article 333 de cette loi. Ils sont priés d'y citer la *Gazette du Canada* Partie I, ainsi que la date de publication, et d'envoyer le tout à Louise Métivier, directrice générale, Direction des secteurs industriels, ministère de l'Environnement, Gatineau (Québec) K1A 0H3, par la poste, par télécopieur au 819-420-7383 ou par courriel à cleanair-airpur@ec.gc.ca.

Quiconque fournit des renseignements à la ministre peut en même temps présenter une demande de traitement confidentiel aux termes de l'article 313 de cette loi.

Ottawa, le 15 mai 2014

Le greffier adjoint du Conseil privé
JURICA ČAPKUN

RÈGLEMENT MULTISECTORIEL SUR LES POLLUANTS ATMOSPHÉRIQUES**APERÇU**

Parts 1, 2 et 3 **1.** (1) En vue de la protection de l'environnement et de la santé humaine, le présent règlement fixe les exigences concernant les émissions des polluants atmosphériques ci-après aux parties 1, 2 et 3 respectivement :

a) les émissions de NO_x provenant des chaudières et fours industriels situés dans certaines

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

^b L.C. 1999, ch. 33

^c L.C. 2008, ch. 31, art. 5

(b) NO_x from stationary spark-ignition engines that combust gaseous fuels in certain regulated facilities in various industrial sectors; and
 (c) NO_x and SO₂ from cement manufacturing facilities.

installations réglementées appartenant à différents secteurs industriels;

b) les émissions de NO_x provenant des moteurs stationnaires à allumage commandé brûlant un combustible gazeux situés dans certaines installations réglementées appartenant à différents secteurs industriels;

c) les émissions de NO_x et de SO₂ provenant des cimenteries.

Part 4 —
General

(2) Part 4 provides general rules related to
 (a) the CEMS Reference Method governing the use of a continuous emissions monitoring system;
 (b) alternative rules to those in the CEMS Reference Method and in certain other methods incorporated into these Regulations; and
 (c) the reporting, sending, recording and retention of information.

(2) La partie 4 contient des dispositions portant sur :

a) la méthode de référence SMECE réglementant l'utilisation d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions;

b) des règles de remplacement de certaines règles prévues par la méthode de référence SMECE ou par certaines autres méthodes prévues par le présent règlement;

c) l'établissement de rapports, l'envoi, la consignation et la conservation des renseignements.

Partie 4 —
obligations
générales

INTERPRETATION

Definitions

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

“Act”
« Loi »

“Act” means the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*.

“alumina facility”
« installation de production d'alumine »

“alumina facility” means a facility that produces alumina from bauxite for use in the production of aluminium.

“aluminium facility”
« aluminerie »

“aluminium facility” means a facility that engages in one or more of the following activities:

- (a) the production of aluminium from alumina;
- (b) the production of pre-baked anodes for use in the production of aluminium; or
- (c) the calcination of petroleum coke for use in the production of aluminium.

“ASTM”
« ASTM »

“ASTM” means ASTM International, formerly known as the American Society for Testing and Materials.

“ASTM D6522-11”
« méthode ASTM D6522-11 »

“ASTM D6522-11” means ASTM D6522-11 method entitled *Standard Test Method for Determination of Nitrogen Oxides, Carbon Monoxide, and Oxygen Concentrations in Emissions from Natural Gas-Fired Reciprocating Engines, Combustion Turbines, Boilers, and Process Heaters Using Portable Analyzers* published by ASTM.

“authorized official”
« agent autorisé »

“authorized official” means

- (a) in respect of a corporation, an officer of the corporation who is authorized to act on its behalf;
- (b) in respect of any other person, that person or a person authorized to act on behalf of that person; and
- (c) in respect of any other entity, a person authorized to act on its behalf.

“base metals facility”
« installation de production de métaux communs »

“base metals facility” is a pyrometallurgical or hydrometallurgical facility that recovers or refines one or more of the following metals from feed material that comes primarily from ore:

- (a) nickel;
- (b) copper;

DÉFINITIONS

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

« agent autorisé »

a) Dans le cas d'une personne morale, celui de ses dirigeants autorisé à agir en son nom;

b) dans le cas de toute autre personne, celle-ci ou la personne autorisée à agir en son nom;

c) dans le cas de toute autre entité, la personne autorisée à agir en son nom.

« aluminerie » Installation où s'effectuent une ou plusieurs des activités suivantes :

a) la production de l'aluminium à partir d'alumine;

b) la production des anodes précuites destinées à la production d'aluminium;

c) la calcination du coke de pétrole destiné à la production d'aluminium.

« année » L'année civile.

« ASTM » L'ASTM International, auparavant connue sous le nom d'American Society for Testing and Materials.

« centrale électrique » Installation dont l'activité principale est la production d'électricité pour la vente au réseau électrique.

« CFR » Le titre 40, chapitre I du *Code of Federal Regulations* des États-Unis.

« chaudière » Équipement de combustion transférant de l'énergie thermique de la combustion du combustible à l'eau, la vapeur ou au fluide caloporteur. Est exclu l'équipement de combustion utilisé exclusivement pour la production de l'électricité pour la vente.

« cimenterie » Installation qui produit du clinker.

« clinker » Nodules solides résultant du pyrotraitement de la matière première dans un four.

Définitions

« agent autorisé »
“authorized official”

« aluminerie »
“aluminium facility”

« année »
“year”

« ASTM »
“ASTM”

« centrale électrique »
“power plant”

« CFR »
“CFR”

« chaudière »
“boiler”

« cimenterie »
“cement manufacturing facility”

« clinker »
“clinker”

	(c) zinc; (d) lead; (e) cobalt; and (f) chromium.		
“boiler” « chaudière »	“boiler” means combustion equipment that transfers thermal energy from the combustion of a fuel to water or steam or another heat transfer fluid. It does not include combustion equipment that is used only in the generation of electricity for sale.	« combustible gazeux » “gaseous fuel” « EPA » La Environmental Protection Agency des États-Unis. « état stable » État de fonctionnement autre que le démarrage, l’arrêt et lorsque les conditions d’opération sont perturbées. « exploitant » À l’égard d’une chaudière, d’un four industriel, d’un moteur ou d’une cimenterie, personne ayant toute autorité sur eux.	« combustible gazeux » “gaseous fuel” « EPA » “EPA” « état stable » “steady-state” « exploitant » “operator”
“cement manufacturing facility” « cimenterie »	“cement manufacturing facility” means a facility that produces clinker.	« four industriel » Équipement de combustion transférant l’énergie thermique de la combustion au matériel qui est traité à l’extérieur de la chambre de combustion.	« four industriel » “heater”
“CEMS Reference Method” « méthode de référence SMECE »	“CEMS Reference Method” means the method entitled <i>Protocols and Performance Specifications for Continuous Monitoring of Gaseous Emissions from Thermal Power Generation</i> (EPS 1/PG/7) published, as revised in December 2005 by Her Majesty the Queen in right of Canada, as represented by the Minister.	« installation » Tous les bâtiments, autres structures et équipements fixes situés sur un site unique ou des sites adjacents qui sont exploités comme un site intégré unique.	« installation » “facility”
“CFR” « CFR »	“CFR” means Title 40, chapter I of the <i>Code of Federal Regulations</i> of the United States.	« installation de bouletage du minerai de fer » Installation produisant des boulettes de minerai de fer à partir de concentré de minerai de fer au moyen d’un four de durcissement.	« installation de bouletage du minerai de fer » “iron ore pelletizing facility”
“chemicals facility” « installation de fabrication de produits chimiques »	“chemicals facility” means a facility that is primarily engaged in manufacturing chemicals or chemical preparations, from organic or inorganic raw materials and at which one or of more of the following substances are manufactured: (a) adipic acid, esters of adipic acid, or amines of adipic acid; (b) titanium dioxide; (c) carbon black; (d) butyl rubber; (e) ethylene produced from refined petroleum, liquid hydrocarbons or natural gas; (f) ethylene glycol; (g) grain ethanol for use in industrial applications or as fuel; (h) linear alpha olefins; (i) ethylene-based polymers; (j) methanol; (k) iso-octane; (l) hydrogen produced, primarily for sale, from steam reforming; (m) linear alkyl benzene; (n) purified terephthalic acid; (o) paraxylene; (p) styrene monomers and polystyrene resins; (q) sodium hydroxide; (r) citric acid; and (s) nylon resins, fibres and filaments.	« installation de fabrication d’engrais à base d’azote » Installation produisant une ou plusieurs des substances suivantes : a) de l’ammoniac anhydre ou aqueux produit par reformage à la vapeur; b) de l’acide nitrique; c) de l’urée. « installation de fabrication de produits chimiques » Installation où l’activité principale est la fabrication de produits ou de préparations chimiques à partir de matières premières organiques ou inorganiques et où sont produites une ou plusieurs des substances suivantes : a) acide adipique, esters de l’acide adipique ou amines de l’acide adipique; b) dioxyde de titane; c) noir de carbone; d) caoutchouc de butyle; e) éthylène produit à partir de pétrole raffiné, d’hydrocarbures liquides ou de gaz naturel; f) éthylène glycol; g) éthanol à base de céréales devant servir à des fins industrielles ou comme carburant; h) alpha-oléfines linéaires; i) polymères à base d’éthylène; j) méthanol; k) isooctane; l) hydrogène produit, principalement pour la vente, par reformage à la vapeur; m) alkyls benzènes linéaires; n) acide téréphthalique purifié; o) paraxylène; p) monomères de styrène et résines de polystyrène; q) hydroxyde de sodium; r) acide citrique; s) résines, fibres et filaments de nylon.	« installation de fabrication d’engrais à base d’azote » “nitrogen fertilizer facility” « installation de fabrication de produits chimiques » “chemicals facility”
“clinker” « clinker »	“clinker” means solid nodules produced by the pyroprocessing of feedstock in a kiln.		
“Continuous Emissions Monitoring System” or “CEMS” « Système de mesure et d’enregistrement en continu des émissions » ou « SMECE »	“Continuous Emissions Monitoring System” or “CEMS” means equipment for sampling, conditioning and analyzing of emissions from a given source and the recording of data related to those emissions.		

<p>“engine” « <i>moteur</i> »</p>	<p>“engine” means an engine that</p> <p>(a) when used, is stationary and is not in or on a machine that</p> <p>(i) is self-propelled, or</p> <p>(ii) is designed to be propelled while performing its function;</p> <p>(b) operates under characteristics significantly similar to the theoretical Otto combustion cycle; and</p> <p>(c) uses a spark plug or other sparking device.</p>	<p>« installation de production d’alumine » Installation produisant de l’alumine à partir de la bauxite pour utilisation dans la production d’aluminium.</p>	<p>« installation de production d’alumine » “<i>alumina facility</i>”</p>
<p>“engine registry” « <i>registre des moteurs</i> »</p>	<p>“engine registry” means the engine registry established under section 60.</p>	<p>« installation de production de fer, d’acier et d’ilménite » Installation produisant l’un ou plusieurs des produits suivants :</p>	<p>« installation de production de fer, d’acier et d’ilménite » “<i>iron, steel and ilmenite facility</i>”</p>
<p>“EPA” « <i>EPA</i> »</p>	<p>“EPA” means the Environmental Protection Agency of the United States.</p>	<p>a) du coke métallurgique à partir du charbon;</p> <p>b) des scories de titane ou du fer à partir de minerai renfermant du fer ou du titane, y compris des boulettes de minerai de fer;</p> <p>c) de l’acier à partir de fer ou de ferraille d’acier.</p>	<p>« installation de production de métaux communs » Installation pyrométallurgique ou hydrométallurgique où est récupéré ou affiné au moins l’un des métaux ci-après à partir de matières provenant surtout de minerais :</p>
<p>“EPA Method 3A” « <i>méthode 3A de l’EPA</i> »</p>	<p>“EPA Method 3A” means the method entitled <i>Method 3A — Determination of Oxygen and Carbon Dioxide Concentrations in Emissions From Stationary Sources (Instrumental Analyzer Procedure)</i>, set out in Appendix A-2 of Part 60 of the CFR.</p>	<p>La présente définition exclut les fonderies produisant du fer ou de l’acier moulé.</p>	<p>“<i>base metals facility</i>”</p>
<p>“EPA Method 7E” « <i>méthode 7E de l’EPA</i> »</p>	<p>“EPA Method 7E” means the method entitled <i>Method 7E — Determination of Nitrogen Oxides Emissions from Stationary Sources (Instrumental Analyzer Procedure)</i>, set out in Appendix A-4 of Part 60 of the CFR.</p>	<p>a) du nickel;</p> <p>b) du cuivre;</p> <p>c) du zinc;</p> <p>d) du plomb;</p> <p>e) du cobalt;</p> <p>f) du chrome.</p>	<p>« installation de production de pâte et papier » Installation conçue ou utilisée pour produire ce qui suit :</p>
<p>“facility” « <i>installation</i> »</p>	<p>“facility” means the buildings, other structures or stationary equipment that are located on a single site or adjacent sites and function as a single integrated site.</p>	<p>a) du nickel;</p> <p>b) du cuivre;</p> <p>c) du zinc;</p> <p>d) du plomb;</p> <p>e) du cobalt;</p> <p>f) du chrome.</p>	<p>« installation de production de pâte et papier » “<i>pulp and paper facility</i>”</p>
<p>“gaseous fuel” « <i>combustible gazeux</i> »</p>	<p>“gaseous fuel” means a fuel that is gaseous at a temperature of 20°C and an absolute pressure of 101.325 kilopascals.</p>	<p>a) de la pâte, à partir de bois, d’autres matières végétales ou de produits de papier;</p> <p>b) des produits, à partir de pâte ou d’un procédé de mise en pâte.</p>	<p>« installation de production de potasse » Installation produisant de la potasse, y compris celle extrayant du minerai de potasse.</p>
<p>“heater” « <i>four industriel</i> »</p>	<p>“heater” means combustion equipment that transfers thermal energy from the combustion of a fuel to a material that is being processed outside the combustion chamber.</p>	<p>« installation de production de potasse » Installation produisant de la potasse, y compris celle extrayant du minerai de potasse.</p>	<p>« installation de production de potasse » “<i>potash facility</i>”</p>
<p>“iron ore pelletizing facility” « <i>installation de bouletage du minerai de fer</i> »</p>	<p>“iron ore pelletizing facility” means a facility that produces iron ore pellets from iron ore concentrate using an induration furnace.</p>	<p>« installation de production de potasse » Installation produisant de la potasse, y compris celle extrayant du minerai de potasse.</p>	<p>« installation d’exploitation de sables bitumineux » À l’exclusion d’une installation dont l’activité principale est la production d’asphalte, installation où sont effectuées une ou plusieurs des activités suivantes :</p>
<p>“iron, steel and ilmenite facility” « <i>installation de production de fer, d’acier et d’ilménite</i> »</p>	<p>“iron, steel and ilmenite facility” means a facility, other than a foundry that produces iron or steel castings, that produces any, or any combination, of:</p> <p>(a) metallurgical coke from coal;</p> <p>(b) titanium slag or iron from iron-bearing or titanium-bearing ores, including iron ore pellets; and</p> <p>(c) steel from iron or scrap steel.</p>	<p>« installation de production de potasse » Installation produisant de la potasse, y compris celle extrayant du minerai de potasse.</p>	<p>a) l’exploitation minière à ciel ouvert de sables contenant du bitume ou du pétrole brut;</p> <p>b) l’extraction du bitume ou du pétrole brut souterrain au moyen de méthodes thermiques;</p> <p>c) le traitement de sables contenant du bitume ou du pétrole brut pour l’extraction du bitume ou du pétrole brut;</p> <p>d) la valorisation par conversion du bitume, du pétrole brut ou de mélanges de pétrole brut et d’autres composés d’hydrocarbures pour l’obtention de produits pétroliers autres que l’essence.</p>
<p>“nitrogen fertilizer facility” « <i>installation de fabrication d’engrais à base d’azote</i> »</p>	<p>“nitrogen fertilizer facility” means a facility that produces one or more of the following substances:</p> <p>(a) anhydrous ammonia, or aqueous ammonia, produced from steam reforming;</p> <p>(b) nitric acid; and</p> <p>(c) urea.</p>	<p>« installation d’exploitation de sables bitumineux » À l’exclusion d’une installation dont l’activité principale est la production d’asphalte, installation où sont effectuées une ou plusieurs des activités suivantes :</p>	<p>« installation d’exploitation de sables bitumineux » “<i>oil sands facility</i>”</p>
<p>“NO_x” « <i>NO_x</i> »</p>	<p>“NO_x” means oxides of nitrogen, which is the sum of nitric oxide (NO) and nitrogen dioxide (NO₂).</p>	<p>a) l’exploitation minière à ciel ouvert de sables contenant du bitume ou du pétrole brut;</p> <p>b) l’extraction du bitume ou du pétrole brut souterrain au moyen de méthodes thermiques;</p> <p>c) le traitement de sables contenant du bitume ou du pétrole brut pour l’extraction du bitume ou du pétrole brut;</p> <p>d) la valorisation par conversion du bitume, du pétrole brut ou de mélanges de pétrole brut et d’autres composés d’hydrocarbures pour l’obtention de produits pétroliers autres que l’essence.</p>	<p>« installation d’exploitation pétrolière et gazière » Installation produisant, traitant ou transportant des hydrocarbures extraits de réservoirs souterrains, à l’exclusion de l’installation de distribution du gaz naturel, de l’installation d’exploitation de sables bitumineux, de la raffinerie de pétrole, de l’installation de fabrication de produits chimiques et de l’installation de fabrication d’engrais à base d’azote.</p>

<p>“oil and gas facility” « installation d’exploitation pétrolière et gazière »</p>	<p>“oil and gas facility” means a facility that produces, processes or transports hydrocarbons extracted from underground reservoirs, but does not include a facility engaged in the local distribution of natural gas, an oil sands facility, a petroleum refinery, a chemicals facility or a nitrogen fertilizer facility.</p>	<p>« Loi » La <i>Loi canadienne sur la protection de l’environnement (1999)</i>.</p>	<p>« Loi » “Act”</p>
<p>“oil sands facility” « installation d’exploitation de sables bitumineux »</p>	<p>“oil sands facility” means a facility, other than a facility that principally engaged in the production of asphalt, engaged in one or more of the following activities:</p>	<p>« méthode 3A de l’EPA » La méthode intitulée <i>Method 3A — Determination of Oxygen and Carbon Dioxide Concentrations in Emissions From Stationary Sources (Instrumental Analyzer Procedure)</i> qui figure à l’Appendix A-2 de la partie 60 du CFR.</p>	<p>« méthode 3A de l’EPA » “EPA Method 3A”</p>
	<p>(a) surface mining of bitumen-containing or crude oil-containing sand;</p>	<p>« méthode 7E de l’EPA » La méthode intitulée <i>Method 7E — Determination of Nitrogen Oxides Emissions From Stationary Sources (Instrumental Analyzer Procedure)</i> qui figure à l’Appendix A-4 de la partie 60 du CFR.</p>	<p>« méthode 7E de l’EPA » “EPA Method 7E”</p>
	<p>(b) the extraction of bitumen or crude oil from underground using thermal methods;</p>	<p>« méthode ASTM D6522-11 » La méthode ASTM D6522-11, intitulée <i>Standard Test Method for Determination of Nitrogen Oxides, Carbon Monoxide, and Oxygen Concentrations in Emissions from Natural Gas-Fired Reciprocating Engines, Combustion Turbines, Boilers, and Process Heaters Using Portable Analyzers</i>, publiée par l’ASTM.</p>	<p>« méthode ASTM D6522-11 » “ASTM D6522-11”</p>
	<p>(c) the processing of bitumen-containing or crude oil-containing sand to extract bitumen or crude oil; or</p>	<p>« méthode de référence du SMECE » La méthode intitulée <i>Protocoles et spécifications de rendement pour la surveillance continue des émissions gazeuses des centrales thermiques (SPE 1/PG/7)</i> publiée après sa révision en décembre 2005 par Sa Majesté la Reine du chef du Canada, représentée par le ministre.</p>	<p>« méthode de référence du SMECE » “CEMS Reference Method”</p>
<p>“operator” « exploitant »</p>	<p>“operator” means a person that has the charge, management or control of a boiler or heater, an engine or a cement manufacturing facility.</p>	<p>« moteur » Moteur ayant les caractéristiques suivantes :</p>	<p>« moteur » “engine”</p>
<p>“petroleum refinery” « raffinerie de pétrole »</p>	<p>“petroleum refinery” means a facility that processes crude oil into gasoline and other petroleum products or a lubricants facility that processes crude oil-based feedstock into lubricating oil-based stock.</p>	<p>a) il est stationnaire lors de son utilisation et n’est pas utilisé dans ou sur une des machines ayant les caractéristiques suivantes :</p>	
<p>“potash facility” « installation de production de potasse »</p>	<p>“potash facility” means a facility that produces potash, including those facilities that extract potash-bearing ore.</p>	<p>(i) une machine autopro pulsée,</p>	
<p>“power plant” « centrale électrique »</p>	<p>“power plant” means a facility whose primary purpose is the production of electricity for sale to the electric grid.</p>	<p>(ii) une machine conçue pour être propulsée tout en accomplissant sa fonction;</p>	
<p>“pulp and paper facility” « installation de production de pâte et papier »</p>	<p>“pulp and paper facility” means a facility that is designed or used to produce</p>	<p>b) il fonctionne selon des caractéristiques très semblables au cycle de combustion théorique d’Otto;</p>	
<p>“responsible person” « personne responsable »</p>	<p>“responsible person” means an owner or operator of a boiler or heater, an engine or a cement manufacturing facility.</p>	<p>c) il est muni d’une bougie d’allumage ou d’un autre mécanisme d’allumage commandé.</p>	
<p>“SO₂” « SO₂ »</p>	<p>“SO₂” means sulphur dioxide, which has the molecular formula SO₂.</p>	<p>« NO_x » Oxydes d’azote, soit la somme du monoxyde d’azote (NO) et du dioxyde d’azote (NO₂).</p>	<p>« NO_x » “NO_x”</p>
<p>“steady-state” « état stable »</p>	<p>“steady-state” means an operating state that is other than start-up, shutdown and upset.</p>	<p>« personne responsable » À l’égard d’une chaudière, d’un four industriel, d’un moteur ou d’une cimenterie, la personne qui en est le propriétaire ou l’exploitant.</p>	<p>« personne responsable » “responsible person”</p>
<p>“year” « année »</p>	<p>“year” means a calendar year.</p>	<p>« raffinerie de pétrole » Installation transformant le pétrole brut en essence ou autres produits pétroliers ou installation de lubrifiants transformant la matière première à base de pétrole brut en matière lubrifiante à base d’huile.</p>	<p>« raffinerie de pétrole » “petroleum refinery”</p>
		<p>« registre des moteurs » Le registre des moteurs établi aux termes de l’article 60.</p>	<p>« registre des moteurs » “engine registry”</p>
		<p>« SO₂ » Dioxyde de soufre, dont la formule moléculaire est SO₂.</p>	<p>« SO₂ » “SO₂”</p>
		<p>« 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.</p>	<p>« système de mesure et d’enregistrement en continu des émissions » ou « SMECE » “Continuous Emissions Monitoring System” or “CEMS”</p>

Interpretation of incorporated documents	(2) For the purpose of interpreting any document incorporated by reference into these Regulations, “should” must be read to mean “must” and any recommendation or suggestion must be read as an obligation.	(2) Pour l’interprétation des documents incorporés par renvoi dans le présent règlement, le mot « should » ou l’emploi du conditionnel, ainsi que toute recommandation ou suggestion expriment une obligation.	Interprétation des documents incorporés par renvoi
EPA discretion	(3) Any EPA method incorporated by reference into these Regulations must be read as excluding references to the EPA or the Administrator of the EPA exercising discretion in any way.	(3) Les méthodes de l’EPA incorporées par renvoi dans le présent règlement sont interprétées compte non tenu des renvois à l’EPA ou à son administrateur exerçant son pouvoir discrétionnaire.	Discrétion de l’EPA
Inconsistency	(4) In the event of an inconsistency between a provision of these Regulations and any document incorporated by reference in these Regulations, that provision prevails to the extent of the inconsistency.	(4) Les dispositions du présent règlement l’emportent sur tout document incompatible y étant incorporé par renvoi.	Incompatibilité
Methods incorporated by reference	(5) Any method of the EPA or ASTM that is incorporated by reference into these Regulations is incorporated as amended from time to time.	(5) Dans le présent règlement, tout renvoi à une méthode de l’EPA ou de l’ASTM s’entend de sa version éventuellement modifiée.	Documents incorporés par renvoi

PART 1

BOILERS AND HEATERS

INTERPRETATION

Definitions	3. The following definitions apply in this Part and in Schedules 1 to 4.
“alternative gas” « gaz de remplacement »	“alternative gas” means a gaseous fossil fuel other than natural gas.
“anode baking furnace” « four de cuisson d’anodes »	“anode baking furnace” means a heater that bakes green anodes to produce blocks of carbon for use in the production of aluminium.
“ASTM D1945-03” « méthode ASTM D1945-03 »	“ASTM D1945-03” means ASTM D1945-03 method entitled <i>Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography</i> , published by ASTM.
“ASTM D1946-90” « méthode ASTM D1946-90 »	“ASTM D1946-90” means ASTM D1946-90 method entitled <i>Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography</i> , published by ASTM.
“blast furnace stove” « récupérateur de haut fourneau »	“blast furnace stove” means a vertical cylindrical regenerator filled with refractory used to preheat ambient air that is then introduced into a blast furnace used in ironmaking.
“chemical recovery boiler” « chaudière de récupération chimique »	“chemical recovery boiler” means a boiler whose fuel includes spent pulping liquor and that recovers chemical components from the combustion of that spent pulping liquor.
“coke oven” « four à coke »	“coke oven” means a heater that converts coal to coke through distillation.
“coke oven battery” « batterie de fours à coke »	“coke oven battery” means alternating multiple banks of coke ovens.
“commercial grade natural gas” « gaz naturel de qualité commerciale »	“commercial grade natural gas” means natural gas purchased from a commercial supplier.

PARTIE 1

CHAUDIÈRES ET FOURS INDUSTRIELS

DÉFINITIONS

Definitions	3. Les définitions qui suivent s’appliquent à la présente partie et aux annexes 1 à 4.	Définitions
« air préchauffé »	Air qui est préchauffé au-delà de la température de l’air ambiant avant d’être introduit dans la chambre de combustion du four industriel.	« air préchauffé » “preheated air”
« batterie de fours à coke »	Plusieurs rangées alternées de fours à coke.	« batterie de fours à coke » “coke oven battery”
« capacité nominale »	À l’égard d’une chaudière ou d’un four industriel, la quantité maximale d’énergie thermique contenue dans le combustible que la chaudière ou le four industriel est en mesure de brûler par heure en fonction de sa conception, exprimée en GJ/h, tel que le spécifie la plaque signalétique qui y est apposée par le fabricant.	« capacité nominale » “rated capacity”
« chaudière de récupération chimique »	Chaudière dont les combustibles incluent la liqueur de cuisson résiduaire et qui récupère les constituants chimiques provenant de la combustion de cette liqueur.	« chaudière de récupération chimique » “chemical recovery boiler”
« combustible fossile gazeux »	S’entend notamment de tout combustible fossile gazeux qui est le sous-produit d’un procédé ou d’un traitement industriel contenant des constituants ayant une valeur thermique.	« combustible fossile gazeux » “gaseous fossil fuel”
« craqueur d’éthylène »	Four industriel transformant un mélange de vapeur et d’hydrocarbures en hydrocarbures gazeux, notamment en éthylène.	« craqueur d’éthylène » “ethylene cracker”
« date de mise en service »	Date à laquelle la chaudière ou le four industriel commence à produire de l’énergie thermique utilisée principalement pour contribuer à la production ou pour le chauffage.	« date de mise en service » “commissioning date”
« de transition »	Qualifie la chaudière ou le four industriel qui satisfait aux exigences suivantes : a) son assemblage a lieu à l’installation même;	« de transition » “transitional”

“commissioning date” « date de mise en service »	“commissioning date” means the day on which a boiler or heater begins to produce thermal energy primarily for use in production or to provide heat.	b) la date de sa mise en service a lieu au cours de la période commençant le 1 ^{er} janvier 2015 et se terminant le 31 décembre 2016.	
“emission-intensity” « intensité d’émission »	“emission-intensity” means the rate at which a boiler or heater emits NO _x in relation to the thermal energy of the fuel it combusts, expressed in grams of NO _x emitted per Gigajoule of thermal energy in the fuel (g/GJ).	« d’origine » Qualifie la chaudière ou le four industriel mis en service avant le 1 ^{er} janvier 2015.	« d’origine » “original”
“ethylene cracker” « craqueur d’éthylène »	“ethylene cracker” means a heater that transforms a mixture of steam and hydrocarbon into hydrocarbon gases, notably ethylene.	« four à coke » Four industriel convertissant par distillation le charbon en coke.	« four à coke » “coke oven”
“gaseous fossil fuel” « combustible fossile gazeux »	“gaseous fossil fuel” includes gaseous fossil fuel that is a by-product of an industrial process or operation that has constituents with thermal energy value.	« four de cuisson d’anodes » Four industriel cuisant les anodes crues afin d’obtenir des blocs de carbone pouvant être utilisés pour la production d’aluminium.	« four de cuisson d’anodes » “anode baking furnace”
“modern” « moderne »	“modern”, in relation to a boiler or heater, means a boiler or heater that is neither original nor transitional.	« four de réchauffage » Four industriel où l’acier est réchauffé afin d’être laminé à chaud en formes élémentaires.	« four de réchauffage » “reheat furnace”
“natural gas” « gaz naturel »	“natural gas” means a gaseous fossil fuel that consists of least 90% methane by volume.	« gaz de remplacement » Combustible fossile gazeux autre que du gaz naturel.	« gaz de remplacement » “alternative gas”
“original” « d’origine »	“original”, in relation to a boiler or heater, means a boiler or heater whose commissioning date is before January 1, 2015.	« gaz naturel » Combustible fossile gazeux composé d’au moins 90 % de méthane par volume.	« gaz naturel » “natural gas”
“ppmvd” « ppmvs »	“ppmvd” means parts per million, on a volumetric dry basis.	« gaz naturel de qualité commerciale » Gaz naturel acheté d’un fournisseur commercial.	« gaz naturel de qualité commerciale » “commercial grade natural gas”
“preheated air” « air préchauffé »	“preheated air” means air that is preheated above ambient air temperature before it is introduced into the combustion chamber of a heater.	« intensité d’émission » Taux de NO _x émis par la chaudière ou le four industriel par rapport à l’énergie thermique du combustible brûlé, exprimé en grammes de NO _x émis par gigajoule d’énergie thermique dans le combustible (g/GJ).	« intensité d’émission » “emission-intensity”
“rated capacity” « capacité nominale »	“rated capacity”, in relation to a boiler or heater, means the maximum thermal energy contained in fuel that the boiler or heater is designed to be able to combust per hour, expressed in GJ/hr, as specified on the nameplate affixed to the boiler or heater by its manufacturer.	« m ³ normalisé » S’entend d’un mètre cube à la pression normale et à la température normale, au sens de « volume normal » au paragraphe 2(1) du Règlement sur l’inspection de l’électricité et du gaz.	« m ³ normalisé » “standard m ³ ”
“reheat furnace” « four de réchauffage »	“reheat furnace” means a heater in which steel is re-heated for hot rolling into basic shapes.	« méthode ASTM D1945-03 » La méthode ASTM D1945-03, intitulée <i>Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography</i> , publiée par l’ASTM.	« méthode ASTM D1945-03 » “ASTM D1945-03”
“standard m ³ ” « m ³ normalisé »	“standard m ³ ” has the meaning assigned to a cubic metre at standard pressure and standard temperature by the definition “standard volume” in subsection 2(1) of the <i>Electricity and Gas Inspection Regulations</i> .	« méthode ASTM D1946-90 » La méthode ASTM D1946-90, intitulée <i>Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography</i> , publiée par l’ASTM.	« méthode ASTM D1946-90 » “ASTM D1946-90”
“steam methane reformer” « reformeur de méthane à vapeur »	“steam methane reformer” means a heater that transforms a mixture of steam and hydrocarbons in the presence of a catalyst to produce hydrogen and carbon oxides.	« moderne » Qualifie la chaudière ou le four industriel qui n’est ni d’origine ni de transition.	« moderne » “modern”
“transitional” « de transition »	“transitional”, in relation to a boiler or heater, means a boiler or heater whose (a) assembly occurs at the facility where it is located; and (b) commissioning date is in the period that begins on January 1, 2015 and that ends on December 31, 2016.	« ppmvs » Partie par million mesurée sur une base volumétrique compte tenu uniquement de la composante sèche.	« ppmvs » “ppmvd”
		« récupérateur de haut fourneau » Générateur cylindrique vertical rempli de matériaux réfractaires et utilisé pour préchauffer l’air ambiant avant que celui-ci soit introduit dans le haut fourneau lors de la fabrication du fer.	« récupérateur de haut fourneau » “blast furnace stove”
		« reformeur de méthane à vapeur » Four industriel transformant un mélange de vapeur et d’hydrocarbures, en présence d’un catalyseur, en hydrogène et oxydes de carbone.	« reformeur de méthane à vapeur » “steam reformer”

APPLICATION

10.5 GJ/hr

4. (1) This Part applies in respect of a boiler or a heater in a regulated facility that is designed to

CHAMP D’APPLICATION

4. (1) La présente partie s’applique à l’égard de la chaudière et du four industriel situés dans une

10,5 GJ/h

combust gaseous fossil fuel and has a rated capacity greater than or equal to 10.5 GJ/hr.

Regulated facilities

- (2) The following are the regulated facilities:
- (a) oil and gas facilities;
 - (b) oil sands facilities;
 - (c) chemicals facilities and nitrogen fertilizer facilities;
 - (d) pulp and paper facilities;
 - (e) base metals facilities;
 - (f) potash facilities;
 - (g) alumina facilities and aluminium facilities;
 - (h) power plants;
 - (i) iron, steel and ilmenite facilities;
 - (j) iron ore pelletizing facilities; and
 - (k) cement manufacturing facilities.

installation réglementée qui sont conçus pour brûler un combustible fossile gazeux et qui ont une capacité nominale d'au moins 10,5 GJ/h.

- (2) Sont des installations réglementées :
- a) l'installation d'exploitation pétrolière et gazière;
 - b) l'installation d'exploitation de sables bitumineux;
 - c) l'installation de fabrication de produits chimiques et l'installation de fabrication d'engrais à base d'azote;
 - d) l'installation de production de pâte et papier;
 - e) l'installation de production de métaux communs;
 - f) l'installation de production de potasse;
 - g) l'installation de production d'alumine et l'aluminerie;
 - h) la centrale électrique;
 - i) l'installation de production de fer, d'acier et d'ilménite;
 - j) l'installation de bouletage du minerai de fer;
 - k) la cimenterie.

Installations réglementées

Excluded boilers and heaters

(3) Despite subsections (1) and (2), this Part does not apply in respect of the following types of boiler or heater:

- (a) a heater that is used to dry, bake or calcinate materials, including a kiln within the meaning of section 65 and an anode baking furnace;
- (b) a heater that is used in any process to chemically transform ore or intermediate products into bulk metallic products;
- (c) a heater that combusts coke oven gas;
- (d) an ethylene cracker;
- (e) a steam methane reformer;
- (f) a coke oven, including coke ovens in a coke oven battery;
- (g) a blast furnace stove;
- (h) a reheat furnace;
- (i) a boiler or heater that is used exclusively for activities that are subsequent to the hot rolling of steel into basic shapes in an iron, steel and ilmenite facility; and
- (j) a chemical recovery boiler.

(3) Malgré les paragraphes (1) et (2), ne sont pas des chaudières et des fours industriels visés par la présente partie :

- a) le four industriel de séchage, de cuisson ou de calcination, y compris le four au sens de l'article 65 et le four de cuisson d'anodes;
- b) le four industriel employé dans des processus de transformation chimique des minerais, ou de leurs produits intermédiaires, en produits métalliques en vrac;
- c) le four industriel qui brûle un gaz de four à coke;
- d) le craqueur d'éthylène;
- e) le reformeur de méthane à vapeur;
- f) le four à coke, y compris celui incorporé dans une batterie de fours à coke;
- g) le récupérateur de haut fourneau;
- h) le four de réchauffage;
- i) la chaudière ou le four industriel utilisés exclusivement pour une activité subséquente au laminage à chaud de l'acier en formes élémentaires dans une installation de production de fer, d'acier et d'ilménite;
- j) la chaudière de récupération chimique.

Chaudières et fours industriels exclus

OBLIGATIONS

Modern boilers

5. (1) The responsible person for a modern boiler that has at least 50% of the input energy in its combustion chamber coming from gaseous fossil fuel, set out in column 1 of the table to this subsection, and a thermal efficiency set out in column 2, must ensure that the emission-intensity of the boiler is less than or equal to the emission-intensity limit set out in column 3.

OBLIGATIONS

5. (1) La personne responsable de toute chaudière moderne dont au moins 50 % de l'apport énergétique alimentant la chambre de combustion provient d'un combustible fossile gazeux visé à la colonne 1 du tableau du présent paragraphe veille à ce que son intensité d'émission ne soit pas supérieure à la limite d'intensité d'émission prévue à la colonne 3, compte tenu du rendement thermique du combustible mentionné à la colonne 2.

Chaudière moderne

TABLE

Item	Column 1 Gaseous Fossil Fuel	Column 2 Thermal Efficiency	Column 3 Emission-intensity Limit (g/GJ)
1.	natural gas	< 80%	16
2.	natural gas	≥ 80% and ≤ 90%	16 + (E - 80)/5, where E is the thermal efficiency of the boiler
3.	natural gas	> 90%	18
4.	alternative gas	< 80%	20.8
5.	alternative gas	≥ 80% and ≤ 90%	20.8 + (E - 80)/4.54, where E is the efficiency of the boiler
6.	alternative gas	> 90%	23

Modern heaters (2) The responsible person for a modern heater that has at least 50% of the input energy in its combustion chamber coming from gaseous fossil fuel, set out in column 1 of the table to this subsection, and uses preheated air at the number of degrees, expressed in °C, above ambient air temperature, if any, set out in column 2 must ensure that the emission-intensity of the heater is less than or equal to the emission-intensity limit set out in column 3.

TABLE

Item	Column 1 Gaseous Fossil Fuel	Column 2 Number of Degrees Above Ambient Air Temperature of Reheated Air	Column 3 Emission-intensity Limit (g/GJ)
1.	natural gas	0°C	16
2.	natural gas	> 0°C and ≤ 150°C	16 × [1 + (2 × 10 ⁻⁴ T) + (7 × 10 ⁻⁶ T ²)], where T is the number of degrees, expressed in °C, above ambient air temperature of the preheated air
3.	natural gas	> 150°C	19
4.	alternative gas	0°C	20.8
5.	alternative gas	> 0°C and ≤ 155°C	20.8 × [1 + (2 × 10 ⁻⁴ T) + (7 × 10 ⁻⁶ T ²)], where T is the number of degrees, expressed in °C, above ambient air temperature of the preheated air
6.	alternative gas	> 155°C	25

Transitional boilers or heaters **6.** The responsible person for the following types of a transitional boiler or heater that has at least 50% of the input energy in its combustion chamber coming from gaseous fossil fuel must ensure that the emission-intensity of the boiler or heater is less than or equal to
 (a) 26 g/GJ, for a boiler and heater that has a rated capacity of greater than or equal to 10.5 GJ/hr and less than or equal to 105 GJ/hr; and
 (b) 40 g/GJ, for a boiler and heater that has a rated capacity of greater than 105 GJ/hr.

TABLEAU

Article	Colonne 1 Combustible fossile gazeux	Colonne 2 Rendement thermique	Colonne 3 Limite d'intensité d'émission (g/GJ)
1.	Gaz naturel	< 80 %	16
2.	Gaz naturel	≥ 80 % et ≤ 90 %	16 + (R - 80)/5, où R est le rendement thermique de la chaudière
3.	Gaz naturel	> 90 %	18
4.	Gaz de remplacement	< 80 %	20,8
5.	Gaz de remplacement	≥ 80 % et ≤ 90 %	20,8 + (R - 80)/4,54, où R est le rendement thermique de la chaudière
6.	Gaz de remplacement	> 90 %	23

(2) La personne responsable de tout four industriel moderne dont au moins 50 % de l'apport énergétique alimentant la chambre de combustion provient d'un combustible fossile gazeux visé à la colonne 1 du tableau du présent paragraphe veille à ce que son intensité d'émission ne soit pas supérieure à la limite d'intensité d'émission prévue à la colonne 3, compte tenu de l'écart en degrés Celsius entre la température de l'air préchauffé et l'air ambiant mentionné à la colonne 2.

TABLEAU

Article	Colonne 1 Combustible fossile gazeux	Colonne 2 Écart en degrés Celsius entre l'air préchauffé et l'air ambiant	Colonne 3 Limite d'intensité d'émission (g/GJ)
1.	Gaz naturel	0 °C	16
2.	Gaz naturel	> 0 °C et ≤ 150 °C	16 × [1 + (2 × 10 ⁻⁴ T) + (7 × 10 ⁻⁶ T ²)], où T est l'écart entre la température de l'air préchauffé et l'air ambiant, exprimée en °C
3.	Gaz naturel	> 150 °C	19
4.	Gaz de remplacement	0 °C	20,8
5.	Gaz de remplacement	> 0 °C et ≤ 155 °C	20,8 × [1 + (2 × 10 ⁻⁴ T) + (7 × 10 ⁻⁶ T ²)], où T est l'écart entre la température de l'air préchauffé et l'air ambiant, exprimée en °C
6.	Gaz de remplacement	> 155 °C	25

6. La personne responsable de toute chaudière ou de tout four industriel de transition dont au moins 50 % de l'apport énergétique alimentant la chambre de combustion provient d'un combustible fossile gazeux veille à ce que son intensité d'émission ne soit pas supérieure à celle des limites d'intensité d'émission ci-après qui s'applique :
 a) 26 g/GJ, pour la chaudière ou le four industriel ayant une capacité nominale d'au moins 10,5 GJ/h et d'au plus 105 GJ/h;
 b) 40 g/GJ, pour la chaudière ou le four industriel ayant une capacité nominale supérieure à 105 GJ/h.

Original boilers and heaters	<p>7. (1) The responsible person for a class 80 original boiler or heater or a class 70 original boiler or heater that has at least 50% of the input energy in its combustion chamber coming from gaseous fossil fuel must ensure that the emission-intensity of the boiler or heater is less than or equal to 26 g/GJ, as of</p> <p>(a) January 1, 2026, for a class 80 boiler or heater; and</p> <p>(b) January 1, 2036, for a class 70 boiler or heater.</p>	<p>7. (1) La personne responsable de toute chaudière ou de tout four industriel d'origine de classe 80 ou 70 dont au moins 50 % de l'apport énergétique alimentant la chambre de combustion provient d'un combustible fossile gazeux veille à ce que son intensité d'émission ne soit pas supérieure à 26 g/GJ à partir de la date suivante :</p> <p>a) le 1^{er} janvier 2026, dans le cas de la chaudière ou du four industriel de classe 80;</p> <p>b) le 1^{er} janvier 2036, dans le cas de la chaudière ou du four industriel de classe 70.</p>	Chaudière et four industriel d'origine
Class 70 boilers and heaters	<p>(2) A class 70 original boiler or heater is an original boiler or heater for which an initial test conducted under section 21 or a change test conducted under section 26 resulted in its emission-intensity being equal to or greater than 70 g/GJ and less than 80 g/GJ.</p>	<p>(2) La chaudière ou le four industriel d'origine est de classe 70 si, lors de l'essai initial prévu à l'article 21 ou lors de l'essai de changement prévu à l'article 26, il est déterminé que son intensité d'émission est d'au moins 70 g/GJ et de moins de 80 g/GJ.</p>	Chaudière et four industriel de classe 70
Class 80 boilers and heaters	<p>(3) A class 80 original boiler or heater is an original boiler or heater for which an initial test conducted under section 21 or a change test conducted under section 26 resulted in its emission-intensity being equal to or greater than 80 g/GJ.</p>	<p>(3) La chaudière ou le four industriel d'origine est de classe 80 si, lors de l'essai initial prévu à l'article 21 ou lors de l'essai de changement prévu à l'article 26, il est déterminé que son intensité d'émission est d'au moins 80 g/GJ.</p>	Chaudière et four industriel de classe 80
Both initial test and change test	<p>(4) If both an initial test and a change test are conducted, the greater of the resulting emission-intensities is to be used for the purpose of subsection (2) or (3).</p>	<p>(4) Lorsque l'essai initial et l'essai de changement sont tous deux effectués, l'intensité d'émission la plus élevée qui en résulte est retenue pour l'application des paragraphes (2) et (3).</p>	Essais initial et de changement
Major modifications — original boilers and heaters	<p>8. (1) The responsible person for a boiler or heater referred to in subsection 7(1) that has undergone a major modification before the date referred to in paragraph 7(1)(a) or (b), as the case may be, must, as of the commissioning date for the boiler or heater with that major modification, ensure that the emission-intensity of the boiler or heater is less than or equal to 26 g/GJ.</p>	<p>8. (1) La personne responsable de toute chaudière ou de tout four industriel visé au paragraphe 7(1) qui a subi des modifications importantes avant la date applicable prévue à son égard aux alinéas 7(1)a) ou b) veille, à partir de la date de sa mise en service, à ce que son intensité d'émission ne soit pas supérieure à 26 g/GJ.</p>	Modifications importantes — chaudière ou four industriel d'origine
Major modifications	<p>(2) The major modifications are</p> <p>(a) for a boiler or heater with a single burner or double burner, the replacement of a burner;</p> <p>(b) the replacement, within a period of at most 60 months, of at least three burners in a boiler or heater that has at least three burners; and</p> <p>(c) the relocation of a boiler or heater.</p>	<p>(2) Sont des modifications importantes :</p> <p>a) le remplacement d'un brûleur, dans la chaudière ou le four industriel à brûleur unique ou double;</p> <p>b) le remplacement, au cours d'une période d'au plus soixante mois, d'au moins trois brûleurs dans la chaudière ou le four industriel ayant au moins trois brûleurs;</p> <p>c) le déménagement de la chaudière ou du four industriel.</p>	Modifications importantes
Exception — impossibility	<p>9. (1) Despite subsection 8(1), if it is established in accordance with subsection (2) that a boiler or heater would not, under any circumstances when operated under normal conditions after it has undergone a major modification, have an emission-intensity of less than or equal to 26 g/GJ, the responsible person for the boiler or heater with that major modification must ensure that its emission-intensity is less than 50% of its emission-intensity as reported in the initial report referred to in section 29.</p>	<p>9. (1) Malgré le paragraphe 8(1), s'il est établi en conformité avec le paragraphe (2) qu'après avoir subi des modifications importantes, la chaudière ou le four industriel ne pourront se conformer à la limite d'intensité d'émission d'au plus 26 g/GJ, la limite d'intensité d'émission de remplacement qui leur est applicable une fois apportées ces modifications correspond à moins de 50 % de l'intensité d'émission mentionnée à l'égard de la chaudière ou du four industriel dans le rapport initial établi aux termes de l'article 29.</p>	Exception — impossibilité de respecter la limite
Establishment	<p>(2) In order to establish that a boiler or heater that undergoes a major modification would not have an emission-intensity of less than or equal to 26 g/GJ, the responsible person for the boiler or heater must send the following to the Minister:</p> <p>(a) documents, provided to the responsible person by a person who is independent of the responsible person, that establish, based on the</p>	<p>(2) Afin d'établir qu'après avoir subi des modifications importantes, la chaudière ou le four industriel ne pourront se conformer à la limite d'intensité d'émission d'au plus 26 g/GJ, la personne responsable est tenue d'envoyer au ministre les documents suivants :</p> <p>a) les documents que lui a fournis une personne indépendante d'elle, établissant, à partir des plans</p>	Attestation

plans for carrying out the major modification, that the boiler or heater — when operated under normal conditions after the major modification is completed — could not, under any circumstances, have an emission-intensity less than or equal to 26 g/GJ;

(b) a signed certificate, provided to the responsible person by another person who is independent of both the responsible person and the independent person referred to in paragraph (a), indicating that they have, before the major modification is carried out, reviewed the documents referred to in paragraph (a) and agree that the documents establish that the boiler or heater — when operated under normal conditions after the major modification is completed — could not, under any circumstances, have an emission-intensity less than or equal to 26 g/GJ; and

(c) documents establishing that each of the independent persons referred to in paragraphs (a) and (b) has demonstrated knowledge of and at least five years' experience in the design of low-NO_x burner technology.

QUANTIFICATION

Input Energy

Input energy

10. For the purposes of sections 5 to 9, the responsible person for a boiler or heater must, when the boiler or heater is operating at a steady-state, determine the percentage of the input energy in its combustion chamber coming from gaseous fossil fuel by using the formula

$$(E_{ng} + E_{alt}) / (E_{ng} + E_{alt} + E_o) \times 100$$

where

E_{ng} is the energy input from natural gas, determined by the formula

$$0.03793Q_{ng}$$

where

Q_{ng} is the quantity of natural gas combusted, as measured by a flow meter on the input, expressed in standard m³;

E_{alt} is the energy input from alternative gas, determined by the formula

$$Q_{alt}HHV_{alt}$$

where

Q_{alt} is the quantity of the alternative gas combusted, as measured by a flow meter on the input, expressed in standard m³, and

HHV_{alt} is the higher heating value of the alternative gas combusted, expressed in GJ/standard m³, determined in accordance with paragraphs 12(3)(a) and (b); and

E_o is the energy input, expressed in GJ, from a fuel other than gaseous fossil fuel, determined by using the formula

$$\sum Q_{oi}HHV_{oi}$$

where

Q_{oi} is the quantity of the i^{th} fuel combusted, other than gaseous fossil fuel, as measured by a flowmeter on the input

des travaux pour les modifications, que la chaudière ou le four industriel ne pourra — sous aucune circonstance — se conformer à la limite d'intensité d'émission d'au plus 26 g/GJ lorsque fonctionnant dans des conditions normales après avoir subi des modifications importantes;

b) le certificat signé que lui a fourni une autre personne indépendante d'elle et de la personne visée à l'alinéa a), indiquant qu'avant que les modifications soient complétées elle a examiné les documents mentionnés à cet alinéa et convient que ceux-ci établissent que la chaudière ou le four industriel, lorsque fonctionnant dans des conditions normales après avoir subi des modifications importantes, ne pourra — sous aucune circonstance — se conformer à la limite d'intensité d'émission d'au plus 26 g/GJ;

c) les documents établissant que chacune des personnes indépendantes visées aux alinéas a) et b) a fait preuve qu'elle a des connaissances et possède au moins cinq ans d'expérience en ce qui à trait à la conception de technologies à faible émission de NO_x.

QUANTIFICATION

Apport énergétique

Apport énergétique

10. Pour l'application des articles 5 à 9, la personne responsable de la chaudière ou du four industriel détermine, lorsque la chaudière ou le four industriel est à l'état stable, le pourcentage de l'apport énergétique du combustible alimentant la chambre de combustion provenant d'un combustible gazeux selon la formule suivante :

$$(E_{gn} + E_{alt}) / (E_{gn} + E_{alt} + E_a) \times 100$$

où :

E_{gn} représente l'apport énergétique du gaz naturel, déterminé selon la formule suivante :

$$0,03793Q_{gn}$$

où :

Q_{gn} représente la quantité du gaz naturel brûlé, mesuré par débitmètre lors de l'alimentation, exprimé en m³ normalisés;

E_{alt} l'apport énergétique du gaz de remplacement, déterminé selon la formule suivante :

$$Q_{alt}PCS_{alt}$$

où :

Q_{alt} représente la quantité de gaz de remplacement brûlé, mesuré par débitmètre lors de l'alimentation, en m³ normalisés,

PCS_{alt} le pouvoir calorifique supérieur du gaz de remplacement brûlé, déterminé en conformité avec les alinéas 12(3)a) et b) et exprimé en GJ/m³ normalisé;

E_a l'apport énergétique, exprimé en GJ, des combustibles autres que les combustibles fossiles gazeux, déterminé selon la formule suivante :

$$\sum Q_{ai}PCS_{ai}$$

où :

Q_{ai} représente la quantité du i^{e} combustible brûlé qui n'est pas un

HHV_{oi} is the higher heating value of the ith fuel combusted, other than gaseous fossil fuel, as determined in accordance with paragraphs 12(3)(a) and (b), and
 i is the ith fuel combusted, other than gaseous fossil fuel, where i goes from 1 to n and where n is the number of those fuels combusted.

combustible fossile gazeux, mesuré par appareil de mesure lors de l'alimentation,
 PCS_{ai} le pouvoir calorifique supérieur du i^e combustible brûlé qui n'est pas un combustible fossile gazeux, déterminé en conformité avec les alinéas 12(3)(a) et b),
 i le i^e combustible brûlé qui n'est pas un combustible fossile gazeux, i allant de 1 à n, où n représente le nombre de ces combustibles.

Type of Gas

Type de gaz

Methane content — weighted average

11. (1) For the purpose of the definition “natural gas” in section 3 and of section 5, the methane content of the gaseous fossil fuel introduced into the combustion chamber of a boiler or heater is to be calculated as a weighted average by using the formula

$$[(\%CH_{4\ ng} \times Q_{ng}) + (\%CH_{4\ alt} \times Q_{alt})] / (Q_{ng} + Q_{alt})$$

where

%CH_{4 ng} is the percentage of the methane content, determined under subsection (2), of the quantity of natural gas introduced into the combustion chamber;

Q_{ng} is the quantity of the natural gas introduced into the combustion chamber as measured by a flow meter on the input, expressed in standard m³;

%CH_{4 alt} is the percentage of the methane content, determined under subsection (2), of the quantity of alternative gas introduced into the combustion chamber; and

Q_{alt} is the quantity of the alternative gas introduced into the combustion chamber as measured by a flow meter on the input, expressed in standard m³.

11. (1) Pour l'application de la définition de « gaz naturel » prévue à l'article 3 et de l'article 5, la concentration en méthane des combustibles fossiles gazeux alimentant la chambre de combustion de la chaudière ou du four industriel est calculée sous forme de moyenne pondérée selon la formule suivante :

$$[(\%CH_{4\ ng} \times Q_{gn}) + (\%CH_{4\ alt} \times Q_{alt})] / (Q_{gn} + Q_{alt})$$

où :

%CH_{4 ng} représente le pourcentage de méthane, déterminé en conformité avec le paragraphe (2), dans le gaz naturel alimentant la chambre de combustion;

Q_{gn} la quantité de gaz naturel alimentant la chambre de combustion, mesurée par débitmètre lors de l'alimentation, en m³ normalisés;

%CH_{4 alt} le pourcentage de méthane, déterminé en conformité avec le paragraphe (2), dans le gaz de remplacement alimentant la chambre de combustion;

Q_{alt} la quantité de gaz de remplacement alimentant la chambre de combustion, mesurée par débitmètre lors de l'alimentation, en m³ normalisés.

Concentration en méthane — moyenne pondérée

Gas introduced to combustion chamber

(2) The percentage of the methane content of a gaseous fossil fuel introduced into the combustion chamber is

- (a) for commercial grade natural gas, 95%; and
- (b) for any other gas, determined by the method, as applicable
 - (i) ASTM D1945-03, or
 - (ii) ASTM D1946-90.

(2) Le pourcentage de méthane dans le combustible fossile gazeux alimentant la chambre de combustion est déterminé de la façon suivante :

- a) pour le gaz naturel de qualité commerciale, il est égal à 95 %;
- b) pour tous les autres combustibles fossiles gazeux, il est déterminé en conformité avec celle des méthodes ci-après qui s'applique :
 - (i) la méthode ASTM D1945-03,
 - (ii) la méthode ASTM D1946-90.

Gaz alimentant la chambre de combustion

Thermal Efficiency

Rendement thermique

Thermal efficiency

12. (1) For the purpose of subsection 5(1), the responsible person must determine the thermal efficiency of a modern boiler by using the formula

$$100\% - L_{dfg} - L_H - L_{rc} - L_{ua}$$

where

L_{dfg} is the percentage of loss of thermal efficiency due to the energy content of dry flue gas determined in accordance with subsection (2);

12. (1) Pour l'application du paragraphe 5(1), la personne responsable de la chaudière moderne en détermine le rendement thermique selon la formule suivante :

$$100\% - P_{gcs} - P_H - P_{rc} - P_a$$

où :

P_{gcs} représente le pourcentage de perte de rendement thermique attribuée à l'énergie thermique contenue dans la composante sèche du

Rendement thermique

- L_H is the percentage of loss of thermal efficiency due to the energy content of the water in the flue gas, where L_H is determined by using the formula
- $$8,94H \times [2450 + 1,989(T_g - T_a)] / \text{HHV}_m \times 100$$
- where
- H is the concentration of hydrogen in the fuel combusted, expressed in kg of hydrogen per kg of that fuel, being
- (a) for commercial grade natural gas, 0,237 kg/kg, and
- (b) in any other case, determined in accordance with subsection (5),
- T_g is the temperature, expressed in °C, of the flue gas, as measured in the stack,
- T_a is the ambient air temperature, expressed in °C, when the fuel was combusted, and
- HHV_m is the higher heating value of the fuel combusted, expressed on a mass basis in kJ/kg, being
- (a) for commercial grade natural gas, 51 800 kJ/kg, and
- (b) in any other case, determined in accordance with subsection (3);
- L_{rc} is the percentage of loss of thermal efficiency from radiation and from convection of the boiler's surfaces, being
- (a) for a watertube boiler, the percentage set out in Schedule 1 for the rated capacity of the boiler and the percentage of rated capacity at which the boiler is operating,
- (b) for a firetube boiler, 0,5%, and
- (c) in any other case, 1%;
- L_{ua} is the percentage of loss of thermal efficiency whose sources are unaccounted for, which is deemed to be 0,1%.
- gaz de combustion déterminé en conformité avec le paragraphe (2);
- P_H le pourcentage de perte de rendement thermique attribuée à l'énergie thermique de l'eau dans le gaz de combustion, P_H étant déterminé selon la formule suivante :
- $$8,94H \times [2450 + 1,989 (T_g - T_{ac})] / \text{PCS}_m \times 100$$
- où :
- H représente la concentration en hydrogène dans le combustible brûlé, exprimée en kg d'hydrogène par kg de combustible, soit :
- a) pour le gaz naturel de qualité commerciale, 0,237 kg/kg,
- b) pour tous les autres combustibles, celle déterminée en conformité avec le paragraphe (5),
- T_g la température du gaz de combustion, en °C, mesurée dans la cheminée,
- T_{ac} la température de l'air ambiant, en °C, au moment où le combustible est brûlé,
- PCS_m le pouvoir calorifique supérieur du combustible brûlé, exprimé en kJ/kg, soit :
- a) pour le gaz naturel de qualité commerciale, 51 800 kJ/kg,
- b) pour tous les autres combustibles, celui déterminé en conformité avec le paragraphe (3);
- P_{rc} le pourcentage de perte de rendement thermique attribuée au rayonnement et à la convection des surfaces de la chaudière, soit :
- a) pour la chaudière aquatubulaire, le pourcentage prévu à l'annexe 1 pour la capacité nominale de la chaudière, selon le pourcentage de la capacité nominale à laquelle elle fonctionne,
- b) pour la chaudière ignitubulaire, 0,5 %,
- c) pour toute autre chaudière, 1 %;
- P_a le pourcentage des autres pertes de rendement thermique non comptabilisées, qui est réputé être de 0,1 %.
- (2) The percentage of loss of thermal efficiency due to the energy content of dry flue gas, L_{dfg} , is determined by using the formula
- $$1,005(T_g - T_a) / \text{HHV}_m \times M_g \times 100$$
- where
- T_g is the temperature, expressed in °C, of the flue gas, as measured in the stack;
- T_a is the ambient air temperature, expressed in °C, when the fuel was combusted;
- HHV_m is the higher heating value of the fuel combusted, expressed on a mass basis in kJ/kg, being
- (a) for commercial grade natural gas, 51 800 kJ/kg, and
- (b) in any other case, the higher heating value of the fuel determined in accordance with subsection (3); and
- (2) Le pourcentage de perte de rendement thermique attribuée à l'énergie thermique contenue dans la composante sèche du gaz de combustion, P_{gcs} est déterminé selon la formule suivante :
- $$1,005 \times (T_g - T_{ac}) / \text{PCS}_m \times M_g \times 100$$
- où :
- T_g représente la température du gaz de combustion, en °C, mesurée dans la cheminée;
- T_{ac} la température de l'air ambiant, en °C, au moment où le combustible est brûlé;
- PCS_m le pouvoir calorifique supérieur du combustible brûlé, exprimé selon la masse en kJ/kg, soit :
- a) pour le gaz naturel de qualité commerciale, 51 800 kJ/kg,
- b) pour tous les autres combustibles, celui déterminé en conformité avec le paragraphe (3);

Loss due to dry flue gas

Perte — gaz de combustion sec

M_g is the ratio of the mass of the flue gas to the mass of the fuel combusted, expressed in kg/kg, where M_g is determined by using the formula

$$0.962 \times [1 + \%O_2 / (20.9 - \%O_2)] \times M_s$$

where

$\%O_2$ is the number that represents the percentage of oxygen, on a dry volumetric basis, in the flue gas, determined in accordance with subsection (5),

M_s is the ratio of the stoichiometric mass of the flue gas to the mass of the fuel combusted, expressed in kg/kg, where M_s is

(a) for commercial grade natural gas, 15.3 kg/kg, and

(b) in any other case, determined by using the following formula where the concentration of each of the chemical elements is determined in accordance with subsection (5):

$$12.492C + 26.296H + N \\ + 5.305S - 3.313O$$

where

C is the concentration of carbon in the fuel combusted, expressed in kg of carbon per kg of that fuel,

H is the concentration of hydrogen in the fuel combusted, expressed in kg of hydrogen per kg of that fuel,

N is the concentration of nitrogen in the fuel combusted, expressed in kg of nitrogen per kg of that fuel,

S is the concentration of sulphur in the fuel combusted, expressed in kg of sulphur per kg of that fuel, and

O is the concentration of oxygen in the fuel combusted, expressed in kg of oxygen per kg of that fuel.

Determination of HHV

(3) The higher heating value, HHV, is to be determined

(a) if a single gaseous fossil fuel is introduced into the combustion chamber,

(i) in accordance with one of the required HHV methods referred to in subsection (4), as applicable, or

(ii) by using the default higher heating value set out in column 2 of the applicable table to Schedule 2 for the type of fuel set out in column 1 of that table; and

(b) in any other case, as a weighted average, for which the higher heating value of each fuel introduced into the combustion chamber is

(i) determined in accordance with one of the required HHV methods referred to in subsection (4), as applicable, or

M_g la masse du gaz de combustion par rapport à la masse de combustible brûlé, exprimée en masse kg/kg, déterminé selon la formule suivante :

$$0,962 \times [1 + \%O_2 / (20,9 - \%O_2)] \times M_s$$

où :

$\%O_2$ représente la valeur du pourcentage volumique d'oxygène dans le gaz de combustion, mesuré sur une base sèche, déterminé conformément au paragraphe (5),

M_s la masse stœchiométrique du gaz de combustion par rapport à la masse de combustible brûlé, exprimée en kg/kg, soit :

a) pour le gaz naturel de qualité commerciale, 15,3 kg/kg,

b) pour tous les autres combustibles, celle déterminée selon la formule ci-après, la concentration des éléments chimiques étant déterminée en conformité avec le paragraphe (5) :

$$12,492C + 26,296H + N \\ + 5,305S - 3,313O$$

où :

C représente la concentration en carbone du combustible brûlé, exprimée en kg de carbone par kg de combustible,

H la concentration en hydrogène du combustible brûlé, exprimée en kg d'hydrogène par kg de combustible,

N la concentration en azote du combustible brûlé, exprimée en kg d'azote par kg de combustible,

S la concentration en soufre du combustible brûlé, exprimée en kg de soufre par kg de combustible,

O la concentration en oxygène du combustible brûlé, exprimée en kg d'oxygène par kg de combustible.

(3) Le pouvoir calorifique supérieur, PCS, est déterminé de la façon suivante :

a) lorsqu'un seul combustible fossile gazeux est introduit dans la chambre de combustion :

(i) soit en conformité avec celle des méthodes mentionnées au paragraphe (4) qui s'applique,

(ii) soit avec le pouvoir calorifique supérieur par défaut précisé à la colonne 2 du tableau applicable de l'annexe 2 pour le type de combustible précisé à la colonne 1;

b) lorsque plusieurs combustibles sont introduits dans la chambre de combustion, sous forme de moyenne pondérée pour laquelle le pouvoir calorifique supérieur de chacun de ces combustibles est déterminé :

(i) soit en conformité avec celle des méthodes mentionnées au paragraphe (4) qui s'applique,

Détermination du PCS

Required HHV methods

- (ii) by using the default higher heating value set out in column 2 of the applicable table to Schedule 2 for the type of fuel set out in column 1 of that table.
- (4) The required HHV methods are
- (a) for gaseous fuels, as applicable,
- (i) ASTM D1826-94, entitled *Standard Test Method for Calorific (Heating) Value of Gases in Natural Gas Range by Continuous Recording Calorimeter*, published by ASTM,
- (ii) ASTM D3588-98, entitled *Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels*, published by ASTM,
- (iii) ASTM D4891-89, entitled *Standard Test Method for Heating Value of Gases in Natural Gas Range by Stoichiometric Combustion*, published by ASTM, and
- (iv) GPA Standard 2172-09, entitled *Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, Compressibility and Theoretical Hydrocarbon Liquid Content for Natural Gas Mixtures for Custody Transfer*, published by the Gas Processors Association;
- (b) for liquid fuels, as applicable,
- (i) ASTM D240-09, entitled *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter*, published by ASTM, and
- (ii) ASTM D4809-09ae1, entitled *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method)*, published by ASTM; and
- (c) for solid fuels, as applicable,
- (i) ASTM D5865-12, entitled *Standard Test Method for Gross Calorific Value of Coal and Coke*, published by ASTM, and
- (ii) ASTM D5468-02, entitled *Standard Test Method for Gross Calorific and Ash Value of Waste Materials*, published by ASTM.

Constituents of fuel

- (5) The responsible person must ensure that the concentration of carbon, hydrogen, nitrogen, sulphur and oxygen per kilogram of fuel — other than commercial grade natural gas — combusted is to be determined
- (a) if a single gaseous fossil fuel is introduced into the combustion chamber, in accordance with the required methods for determining the concentration of the constituents of fuel referred to in subsection (6), as applicable; and
- (b) in any other case, as a weighted average, for which the concentration of each of those chemical elements for each fuel introduced into the combustion chamber is measured in accordance with the required methods for determining the concentration of the constituents of fuel referred to in subsection (6), as applicable.

(ii) soit avec le pouvoir calorifique supérieur par défaut précisé à la colonne 2 du tableau applicable de l'annexe 2 pour le type de combustible précisé à la colonne 1.

(4) Les méthodes applicables pour déterminer le pouvoir calorifique supérieur sont les suivantes : Méthodes PCS exigées

- a) pour les combustibles gazeux, celle des méthodes ci-après qui s'applique :
- (i) la méthode ASTM D1826-94 intitulée *Standard Test Method for Calorific (Heating) Value of Gases in Natural Gas Range by Continuous Recording Calorimeter*, publiée par l'ASTM,
- (ii) la méthode ASTM D3588-98, intitulée *Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels*, publiée par l'ASTM,
- (iii) la méthode ASTM D4891-89, intitulée *Standard Test Method for Heating Value of Gases in Natural Gas Range by Stoichiometric Combustion*, publiée par l'ASTM,
- (iv) la méthode GPA Standard 2172-09, intitulée *Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, Compressibility and Theoretical Hydrocarbon Liquid Content for Natural Gas Mixtures for Custody Transfer*, publiée par la Gas Processors Association;
- b) pour les combustibles liquides, celle des méthodes ci-après qui s'applique :
- (i) la méthode ASTM D240-09, intitulée *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter*, publiée par l'ASTM,
- (ii) la méthode ASTM D4809-09ae1, intitulée *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method)*, publiée par l'ASTM;
- c) pour les combustibles solides, celle des méthodes ci-après qui s'applique :
- (i) la méthode ASTM D5865-12, intitulée *Standard Test Method for Gross Calorific Value of Coal and Coke*, publiée par l'ASTM,
- (ii) la méthode ASTM D5468-02, intitulée *Standard Test Method for Gross Calorific and Ash Value of Waste Materials* publiée par l'ASTM.

(5) La personne responsable veille à ce que la concentration en carbone, en hydrogène, en azote, en soufre et en oxygène par kilogramme de combustible brûlé — autre que le gaz naturel de qualité commercial — soit mesurée :

Composants du gaz

- a) lorsqu'un seul combustible fossile gazeux est introduit dans la chambre de combustion, selon celle des méthodes de détermination de la concentration des composants mentionnées au paragraphe (6) qui s'applique;
- b) lorsque plus d'un combustible fossile gazeux est introduit dans la chambre de combustion, sous forme de moyenne pondérée pour laquelle la concentration de chacun de ces éléments chimiques dans chacun de ces combustibles est mesurée selon celle des méthodes de détermination de la concentration des composants mentionnées au paragraphe (6) qui s'applique.

Required concentration standards and calculation method

(6) The required methods for determining the concentration of the constituents of fuel are

- (a) for gaseous fuels, as applicable
 - (i) ASTM D1945-03, and
 - (ii) ASTM D1946-90;
- (b) for liquid fuels, as applicable,
 - (i) ASTM D5291-10, entitled *Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants*, published by ASTM, for the concentration of carbon, hydrogen and nitrogen,
 - (ii) ASTM D4294-10, entitled *Standard Test Method for Sulfur in Petroleum and Petroleum Products by Energy Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometry*, published by ASTM, for the concentration of sulphur, and
 - (iii) the remaining concentration after removing the determinations made for the concentrations of carbon, hydrogen, nitrogen and sulphur, for the concentration of oxygen; and
- (c) for solid fuel
 - (i) that is coal or coke, as applicable,
 - (A) ASTM D5373-08, entitled *Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal*, published by ASTM, for the concentration of carbon, hydrogen and nitrogen,
 - (B) ASTM D4239-12 entitled *Standard Test Method for Sulfur in the Analysis Sample of Coal and Coke Using High-Temperature Tube Furnace Combustion*, published by ASTM, for the concentration of sulphur, and
 - (C) the remaining concentration after removing the determinations made for the concentrations of carbon, hydrogen, nitrogen and sulphur, for the concentration of oxygen, and
 - (ii) that is derived from waste, as applicable,
 - (A) ASTM E777-08, entitled *Standard Test Method for Carbon and Hydrogen in the Analysis Sample of Refuse-Derived Fuel*, published by ASTM, for the concentration of carbon and hydrogen,
 - (B) ASTM E778-08, entitled *Standard Test Methods for Nitrogen in the Analysis Sample of Refuse-Derived Fuel*, published by ASTM, for the concentration of nitrogen
 - (C) ASTM E775-87e1, entitled *Standard Test Methods for Total Sulfur in the Analysis Sample of Refuse-Derived Fuel*, published by ASTM, for the concentration of sulphur, and
 - (D) the remaining concentration after removing the determinations made for the concentrations of carbon, hydrogen, nitrogen and sulphur, for the concentration of oxygen.

(6) Les méthodes de détermination de la concentration des composants sont les suivantes :

- a) pour les combustibles gazeux, celle des méthodes ci-après qui s'applique :
 - (i) la méthode ASTM D1945-03,
 - (ii) la méthode ASTM D1946-90;
- b) pour les combustibles liquides, celle des méthodes ci-après qui s'applique :
 - (i) pour la concentration en carbone, en hydrogène et en azote, la méthode ASTM D5291-10, intitulée *Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants*, publiée par l'ASTM,
 - (ii) pour la concentration en soufre, la méthode ASTM D4294-10, intitulée *Standard Test Method for Sulfur in Petroleum and Petroleum Products by Energy Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometry*, publiée par l'ASTM,
 - (iii) pour la concentration en oxygène, la concentration résiduelle une fois soustraites les concentrations en carbone, en hydrogène, en azote et en soufre;
- c) pour les combustibles solides, celle des méthodes ci-après qui s'applique :
 - (i) pour le charbon et le coke :
 - (A) pour la concentration en carbone, en hydrogène et en azote, la méthode ASTM D5373-08, intitulée *Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal*, publiée par l'ASTM,
 - (B) pour la concentration en soufre, la méthode ASTM D4239-12, intitulée *Standard Test Method for Sulfur in the Analysis Sample of Coal and Coke Using High-Temperature Tube Furnace Combustion*, publiée par l'ASTM,
 - (C) pour la concentration en oxygène, la concentration résiduelle une fois soustraites les concentrations en carbone, en hydrogène, en azote et en soufre,
 - (ii) pour le combustible dérivé de matières résiduelles, celle des méthodes ci-après qui s'applique :
 - (A) pour la concentration en carbone, en hydrogène, la méthode ASTM E777-08, intitulée *Standard Test Method for Carbon and Hydrogen in the Analysis Sample of Refuse-Derived Fuel*, publiée par l'ASTM,
 - (B) pour la concentration en azote, la méthode ASTM E778-08, intitulée *Standard Test Methods for Nitrogen in the Analysis Sample of Refuse-Derived Fuel*, publiée par l'ASTM,
 - (C) pour la concentration en soufre, la méthode ASTM E775-87e1, intitulée *Standard Test Methods for Total Sulfur in the Analysis Sample of Refuse-Derived Fuel*, publiée par l'ASTM,
 - (D) pour la concentration en oxygène, la concentration résiduelle une fois soustraites les concentrations en carbone, en hydrogène, en azote et en soufre.

Méthodes de détermination de la concentration requises

<i>Emission-intensity</i>		<i>Intensité d'émission</i>	
Determination		Détermination	
Up to 262.5 GJ/hr	<p>13. (1) For the purpose of sections 5 to 9, the emission-intensity of a boiler or heater that has a rated capacity of less than or equal to 262.5 GJ/hr is to be determined</p> <p>(a) using a stack test in accordance with sections 14 to 17; or</p> <p>(b) using a CEMS.</p>	<p>13. (1) Pour l'application des articles 5 à 9, l'intensité d'émission de la chaudière ou du four industriel ayant une capacité nominale d'au plus 262,5 GJ/h est déterminée de l'une ou l'autre des façons suivantes :</p> <p>a) au moyen de l'essai en cheminée en conformité avec les articles 14 à 17;</p> <p>b) au moyen d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions.</p>	Jusqu'à 262,5 GJ/h
More than 262.5 GJ/hr — modern or transitional	<p>(2) For the purpose of sections 5 and 6, the emission-intensity of a modern or transitional boiler or heater that has a rated capacity of greater than 262.5 GJ/hr is to be determined using a CEMS.</p>	<p>(2) Pour l'application des articles 5 et 6, l'intensité d'émission de la chaudière ou du four industriel modernes ou de transition ayant une capacité nominale de plus de 262,5 GJ/h est déterminée au moyen d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions.</p>	Plus de 262,5 GJ/h — moderne ou de transition
More than 262.5 GJ/hr — classes 80 and 70	<p>(3) For the purpose of sections 7 to 9, the emission-intensity of a class 80 original boiler or heater or a class 70 original boiler or heater that has a rated capacity of greater than 262.5 GJ/hr is to be determined using a CEMS as of</p> <p>(a) for a class 80 original boiler or heater, the earlier of the commissioning date, if any, for the boiler or heater with a major modification and January 1, 2026; or</p> <p>(b) for a class 70 original boiler or heater, the earlier of the commissioning date, if any, for the boiler or heater with a major modification and January 1, 2036.</p>	<p>(3) Pour l'application des articles 7 à 9, l'intensité d'émission de la chaudière ou du four industriel de classe 70 ou 80 ayant une capacité nominale de plus de 262,5 GJ/h est déterminée au moyen d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions à partir de celle des dates ci-après qui s'applique :</p> <p>a) pour la chaudière et le four industriel d'origine de classe 80, la date de mise en service de la chaudière ou du four industriel ayant subi une modification importante et le 1^{er} janvier 2026, selon la première de ces dates à survenir;</p> <p>b) pour la chaudière et le four industriel d'origine de classe 70, la date de mise en service de la chaudière ou du four industriel ayant subi une modification importante et le 1^{er} janvier 2036, selon la première de ces dates à survenir.</p>	Plus de 262,5 GJ/h
Stack Tests		Essai en cheminée	
Three test-runs	<p>14. (1) A stack test consists of three consecutive test-runs, conducted within 48 hours, of at least 30 minutes each.</p>	<p>14. (1) L'essai en cheminée est constitué de trois rondes d'essai consécutives d'au moins 30 minutes chacune, effectuées au cours d'une période de quarante-huit heures.</p>	Trois rondes
Conditions for test-runs	<p>(2) Each test-run must be conducted when the boiler or heater is operating</p> <p>(a) at 60% or more of its rated capacity;</p> <p>(b) at a steady-state; and</p> <p>(c) with preheated air at the rated capacity of the equipment used to preheat the air, for heaters that are equipped to preheat air.</p>	<p>(2) Les rondes d'essai sont effectuées pendant que la chaudière ou le four industriel fonctionne dans les conditions suivantes :</p> <p>a) il fonctionne à au moins 60 % de sa capacité nominale;</p> <p>b) il est à l'état stable;</p> <p>c) l'air introduit dans la chambre de combustion est préchauffé à une température qui correspond à la capacité nominale de l'équipement qui préchauffe l'air, dans le cas d'un four industriel muni d'un tel équipement.</p>	Conditions pour les rondes d'essai
Simultaneous measurement of NO _x and O ₂	<p>15. (1) During each test-run, the concentration of NO_x, expressed in ppmvd, and of O₂, expressed as a percentage, must be measured simultaneously.</p>	<p>15. (1) Lors des rondes d'essai, la concentration en NO_x, exprimée en ppmvs, est mesurée simultanément à la concentration en O₂, exprimée en pourcentage.</p>	Mesures simultanées — NO _x et O ₂
Standards for measurement	<p>(2) Those concentrations are to be measured in accordance with the following methods:</p> <p>(a) EPA Method 7E, for the concentration of NO_x, and EPA Method 3A, for the concentration of O₂; or</p> <p>(b) ASTM D6522-11.</p>	<p>(2) Ces concentrations sont mesurées en conformité avec :</p> <p>a) soit la méthode 7E de l'EPA, pour la concentration en NO_x, et la méthode 3A de l'EPA, pour la concentration en O₂;</p> <p>b) soit la méthode ASTM D6522-11.</p>	Mesures — normes

Determination of emission-intensity

16. Based on the measured concentrations of NO_x and O₂, the emission-intensity, expressed in g/GJ, of the boiler or heater for each test-run is to be determined

(a) using the applicable F-factor equations in sections A.2, A.3, A.6 and A.7 of Appendix A to the CEMS Reference Method; or

(b) by using the formula

$$(\text{NO}_x \times 1.88 \times 10^{-3} \times F_s) / \sum (F_i \times \text{HHV}_i) \times 20.9 / (20.9 - \%O_2)$$

where

NO_x is the concentration of NO_x as measured in accordance with section 15,

F_s is the flow rate of the flue gas as measured in the test-run, expressed in m³/hr, at 25°C and 101.325 kPa,

F_i is the flow rate of the ith fuel combusted, expressed in a given unit/hr, as measured simultaneously with the measurement of the concentrations of NO_x and O₂ in accordance with section 15,

HHV_i is the higher heating value of the ith fuel combusted, expressed in GJ/the given unit referred to in the description of F_i, being

(a) for commercial grade natural gas, 0.03793 GJ/standard m³, and

(b) in any other case, the higher heating value of that ith fuel as measured in accordance with subsection 12(3),

i is the ith fuel combusted and i goes from 1 to n, where n is the number of fuels combusted, and

%O₂ is the number that represents the percentage of oxygen, on a dry volumetric basis, in the flue gas, determined in accordance with subsection 12(5).

Emission-intensity average

17. The emission-intensity of the boiler or heater is the average of the results for each of those three test-runs.

Continuous Emissions Monitoring System

Rolling hourly average — 720 hours and more

18. (1) In the case of a boiler or heater whose emission-intensity is determined by a CEMS and that combusts only, as the case may be, natural gas or alternative gas, for a period of 720 hours, its emission-intensity, during the 720th hour of that period, is the rolling hourly average for that 720th hour, namely the average of the hourly emission-intensities of the boiler or heater for each of those 720 hours.

Rolling hourly average — less than 720 hours

(2) In the case of a boiler or heater whose emission-intensity is determined by a CEMS and that combusts only, as the case may be, natural gas or alternative gas, for a period of hours, “h”, where “h” is less than 720 hours, its emission-intensity, during each hour of that period, is the rolling hourly average for that hth hour.

Détermination de l'intensité d'émission

16. L'intensité d'émission de la chaudière ou du four industriel, exprimée en g/GJ, est déterminée pour chaque ronde d'essai, compte tenu des quantités de NO_x et de O₂ mesurées, de l'une ou l'autre des façons suivantes :

a) selon les équations applicables pour déterminer le facteur F dans les articles A.2, A.3, A.6 et A.7 de l'annexe A de la méthode de référence du SMECE;

b) selon la formule suivante :

$$(\text{NO}_x \times 1.88 \times 10^{-3} \times D_g) / \sum (D_i \times \text{PCS}_i) \times 20,9 / (20,9 - \%O_2)$$

où :

NO_x représente la concentration en NO_x, mesurée en conformité avec l'article 15,

D_g le débit du gaz de combustion, mesuré lors de l'essai, en m³/h mesuré à 25 °C et à 101,325 kPa,

D_i le débit d'alimentation du i^e combustible brûlé, mesuré simultanément aux concentrations de NO_x et d'O₂ déterminées en conformité avec l'article 15 et exprimé en une unité donnée par heure,

PCS_i le pouvoir calorifique supérieur du i^e combustible brûlé, exprimé en GJ/unité de mesure utilisée dans la descriptions de D_i, le pouvoir calorifique supérieur du combustible étant :

a) pour le gaz naturel de qualité commerciale, 0,03793 GJ/m³ normalisés,

b) dans tous les autres cas, mesuré en conformité avec le paragraphe 12(3),

i le i^e combustible brûlé, i allant de 1 à n, où n représente le nombre de combustibles,

%O₂ la valeur du pourcentage volumique d'oxygène dans le gaz de combustion, mesuré sur une base sèche, déterminé conformément au paragraphe 12(5).

17. L'intensité d'émission de la chaudière ou du four industriel est la moyenne des résultats des trois rondes d'essai.

Système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

Moyenne des intensités d'émission

18. (1) Dans le cas de la chaudière ou du four industriel pour lequel est utilisé un SMECE pour déterminer l'intensité d'émission et qui brûle uniquement du gaz naturel ou du gaz de remplacement au cours d'une période de 720 heures, son intensité d'émission pendant la 720^{ème} heure de cette période est la moyenne horaire mobile pour cette heure, soit la moyenne des intensités d'émission horaires pour chacune de ces 720 heures.

Moyenne horaire mobile — au moins 720 h

(2) Dans le cas de la chaudière ou du four industriel pour lequel est utilisé un SMECE pour déterminer l'intensité d'émission et qui brûle uniquement du gaz naturel ou du gaz de remplacement, pour une période de « h » heures, où « h » est inférieur à 720, son intensité d'émission pendant chaque heure de la période est la moyenne horaire mobile pour cette h^{ème} heure.

Moyenne horaire mobile — moins de 720 h

Hourly emission-intensity	(3) The hourly emission-intensity, for an hour, is the average, over the hour, as determined in accordance with section 3.4.1 of the CEMS Reference Method, of the emission-intensities of the boiler or heater.	(3) L'intensité d'émission horaire, pour une heure, est la moyenne des intensités d'émission de la chaudière ou du four industriel au cours de cette heure déterminée en conformité avec l'article 3.4.1 de la méthode de référence du SMECE.	Intensité d'émission horaire
TESTING		ESSAIS	
<i>Initial Tests</i>		<i>Essai initial</i>	
Initial test — modern or transitional and ≤ 262.5 GJ/hr	<p>19. (1) A responsible person for a modern or transitional boiler, or heater, that has a rated capacity of greater than or equal to 10.5 GJ/hr and less than or equal to 262.5 GJ/hr must determine the emission-intensity of the boiler or heater — under conditions in which at least 50% of the input energy in its combustion chamber comes from gaseous fossil fuel — by means of one of the following initial tests:</p> <p>(a) an initial stack test conducted in accordance with sections 14 to 17; or</p> <p>(b) the use of a CEMS — for those hours during which at least 50% of the input energy in its combustion chamber comes from gaseous fossil fuel — during the reference period, with the result of the initial CEMS test being</p> <p>(i) if there are at least 720 of those hours in the reference period, the greatest rolling hourly average among the rolling hourly averages, determined in accordance with subsection 18(1), for each period consisting of 720 of those hours in the reference period, and</p> <p>(ii) if there are less than 720 of those hours in the reference period, the rolling hourly average, determined in accordance with subsection 18(2), for the final hour of those hours.</p>	<p>19. (1) La personne responsable de toute chaudière ou de tout four industriel moderne ou de transition ayant une capacité nominale d'au moins 10,5 GJ/h et d'au plus 262,5 GJ/h détermine l'intensité d'émission — dans des conditions où au moins 50 % de l'apport énergétique alimentant la chambre de combustion provient d'un combustible fossile gazeux — au moyen de l'un des essais initiaux suivants :</p> <p>a) un essai en cheminée initial, effectué en conformité avec les articles 14 à 17;</p> <p>b) un SMECE pour les heures où au moins 50 % de l'apport énergétique alimentant la chambre de combustion provient d'un combustible fossile gazeux, auquel cas l'intensité d'émission correspond au résultat de l'essai SMECE suivant :</p> <p>(i) si la période de référence compte au moins 720 de ces heures, la moyenne horaire mobile la plus élevée parmi les moyennes horaires mobiles déterminées aux termes du paragraphe 18(1) de chacune des périodes comportant 720 de ces heures,</p> <p>(ii) si la période de référence compte moins de 720 de ces heures, la moyenne horaire mobile déterminée aux termes du paragraphe 18(2), pour la dernière de ces heures.</p>	Essai initial — moderne ou de transition d'au plus 262,5 GJ/h
Completion of initial test	(2) The initial test must be completed by December 31 of the year that includes the commissioning date of the boiler or heater.	(2) L'essai initial est mené à terme au plus tard le 31 décembre de l'année de la date de mise en service.	Essai initial mené à terme
Reference period	(3) The reference period is the period that begins on the day following the commissioning date of the boiler or heater and ends on December 31 of the year that includes the day on which the reference period begins.	(3) La période de référence commence le jour suivant la date de mise en service et se termine le 31 décembre de l'année où elle commence.	Période de référence
Initial test — modern or transitional and > 262.5 GJ/hr	<p>20. (1) A responsible person for a modern or transitional boiler, or heater, that has a rated capacity of greater than 262.5 GJ/hr must determine the emission-intensity of the boiler or heater by means of the use of a CEMS — for those hours during which at least 50% of the input energy in its combustion chamber comes from gaseous fossil fuel — during the reference period, with the result of the initial CEMS test being</p> <p>(a) if there are at least 720 of those hours in the reference period, the greatest rolling hourly average among the rolling hourly averages, determined in accordance with subsection 18(1), for each period consisting of 720 of those hours in the reference period; and</p> <p>(b) if there are less than 720 of those hours in the reference period, the rolling hourly average, determined in accordance with subsection 18(2), for the final hour of those hours.</p>	<p>20. (1) La personne responsable de toute chaudière ou de tout four industriel moderne ou de transition ayant une capacité nominale de plus de 262,5 GJ/h en détermine l'intensité d'émission au moyen d'un essai initial en utilisant un SMECE pour les heures où au moins 50 % de l'apport énergétique alimentant la chambre de combustion provient d'un combustible fossile gazeux. L'intensité d'émission correspond alors au résultat de l'essai initial SMECE suivant :</p> <p>a) si la période de référence compte au moins 720 de ces heures, la moyenne horaire mobile la plus élevée parmi les moyennes horaires mobiles déterminées aux termes du paragraphe 18(1) de chacune des périodes comportant 720 de ces heures;</p> <p>b) si la période de référence compte moins de 720 de ces heures, la moyenne horaire mobile déterminée aux termes du paragraphe 18(2), pour la dernière de ces heures.</p>	Essai initial — moderne ou de transition de plus 262,5 GJ/h

Completion of initial test	(2) The initial test must be completed by December 31 of the year that includes the commissioning date of the boiler or heater.	(2) L'essai initial est mené à terme au plus tard le 31 décembre de l'année de la date de mise en service.	Essai initial mené à terme
Reference period	(3) The reference period is the period that begins on the day following the commissioning date of the boiler or heater and ends on December 31 of the year that includes the day on which the reference period begins.	(3) La période de référence commence le jour suivant la date de mise en service et se termine le 31 décembre de l'année où elle commence.	Période de référence
Initial test — Original	<p>21. (1) Subject to subsection (6), a responsible person for an original boiler or heater must determine the emission-intensity of the boiler or heater — under conditions in which at least 50% of the input energy in its combustion chamber comes from gaseous fossil fuel — by means of one of the following initial tests:</p> <p>(a) an initial stack test conducted in accordance with sections 14 to 17; or</p> <p>(b) the use of a CEMS — for those hours during which at least 50% of the input energy in its combustion chamber comes from gaseous fossil fuel — during the reference period, with the result of the initial CEMS test being</p> <p>(i) if there are at least 720 of those hours in the reference period, the greatest rolling hourly average among the rolling hourly averages, determined in accordance with subsection 18(1), for each period consisting of 720 of those hours in the reference period, and</p> <p>(ii) if there are less than 720 of those hours in the reference period, the rolling hourly average, determined in accordance with subsection 18(2), for the final hour of those hours.</p>	<p>21. (1) Sous réserve du paragraphe (6), la personne responsable de toute chaudière ou de tout four industriel d'origine en détermine l'intensité d'émission — dans des conditions où au moins 50 % de l'apport énergétique alimentant la chambre de combustion provient d'un combustible fossile gazeux — au moyen de l'un des essais initiaux suivants :</p> <p>a) un essai en cheminée initial, effectué en conformité avec les articles 14 à 17;</p> <p>b) un SMECE pour les heures où au moins 50 % de l'apport énergétique alimentant la chambre de combustion provient d'un combustible fossile gazeux, auquel cas l'intensité d'émission correspond au résultat de l'essai initial SMECE suivant :</p> <p>(i) si la période de référence compte au moins 720 de ces heures, la moyenne horaire mobile la plus élevée parmi les moyennes horaires mobiles déterminées aux termes du paragraphe 18(1) de chacune des périodes comportant 720 de ces heures,</p> <p>(ii) si la période de référence compte moins de 720 de ces heures, la moyenne horaire mobile déterminée aux termes du paragraphe 18(2), pour la dernière de ces heures.</p>	Essai initial — d'origine
Completion of initial test	<p>(2) The initial test must be completed</p> <p>(a) if the boiler or heater has combusted gaseous fossil fuel before January 1, 2015, before January 1, 2016;</p> <p>(b) if the boiler or heater, other than one referred to in paragraph (a), begins to combust gaseous fossil fuel before January 1, 2026, by the earlier of</p> <p>(i) the day that is 12 months after the day on which gaseous fossil fuel was first combusted, and</p> <p>(ii) December 31, 2025; and</p> <p>(c) if the boiler or heater begins to combust gaseous fossil fuel on or after January 1, 2026, within 31 days after the day on which gaseous fossil fuel was first combusted.</p>	<p>(2) L'essai initial est mené à terme :</p> <p>a) pour la chaudière ou le four industriel où est brûlé un combustible fossile gazeux avant le 1^{er} janvier 2015, avant le 1^{er} janvier 2016;</p> <p>b) pour la chaudière ou le four industriel, autres que ceux visés à l'alinéa a), où commence à brûler un combustible fossile gazeux avant le 1^{er} janvier 2026, à la première des éventualités ci-après à survenir :</p> <p>(i) le jour survenant douze mois après celui de la première combustion du combustible fossile gazeux,</p> <p>(ii) le 31 décembre 2025;</p> <p>c) pour la chaudière ou le four industriel où commence à brûler un combustible fossile gazeux le 1^{er} janvier 2026 ou après cette date, dans les trente et un jours suivant la première combustion du combustible fossile gazeux.</p>	Essai initial mené à terme
Reference period	<p>(3) The reference period</p> <p>(a) if the boiler or heater has combusted gaseous fossil fuel before January 1, 2015, begins on January 1, 2015 and ends on December 31, 2015;</p> <p>(b) if the boiler or heater, other than one referred to in paragraph (a), begins to combust gaseous fossil fuel before January 1, 2026, begins on the day following the day on which the boiler or</p>	<p>(3) La période de référence est la suivante :</p> <p>a) pour la chaudière ou le four industriel où est brûlé un combustible fossile gazeux avant le 1^{er} janvier 2015, la période qui commence le 1^{er} janvier 2015 et se termine le 31 décembre 2015;</p> <p>b) pour la chaudière ou le four industriel, autres que ceux visés à l'alinéa a), où commence à</p>	Période de référence

heater begins to combust gaseous fossil fuel and ends on the earlier of

(i) the day that is 12 months after the day on which gaseous fossil fuel was first combusted, and

(ii) December 31, 2025; and

(c) if the boiler or heater begins to combust gaseous fossil fuel on or after January 1, 2026, begins on the day following the day on which gaseous fossil fuel was first combusted and ends 31 days after that day.

brûler un combustible fossile gazeux avant le 1^{er} janvier 2026, la période qui commence le jour suivant celui de la première combustion du combustible fossile gazeux et se termine à la première des éventualités ci-après à survenir :

(i) le jour survenant douze mois après celui de la première combustion du combustible fossile gazeux,

(ii) le 31 décembre 2025;

c) pour la chaudière ou le four industriel où commence à brûler un combustible fossile gazeux le 1^{er} janvier 2026 ou après cette date, la période qui commence le jour suivant celui de la première combustion du combustible fossile gazeux et se termine trente et un jours après ce jour.

Precision — major modifications

(4) An initial test conducted in accordance with subsection (1) must be conducted before carrying out a major modification referred to in subsection 8(2).

(4) L'essai initial visé au paragraphe (1) est effectué avant que toute modification importante prévue au paragraphe 8(2) soit apportée.

Precision — modifications importantes

Tests made 2011 to 2014, inclusive

(5) A stack test — conducted in accordance with sections 14 to 17 under conditions in which at least 50% of the input energy in its combustion chamber comes from gaseous fossil fuel — that is conducted in the period that begins on January 1, 2011 and ends on December 31, 2014 may, at the option of the responsible person, be considered to be the initial stack test referred to in paragraph (1)(a).

(5) L'essai en cheminée effectué en conformité avec les articles 14 à 17 dans des conditions où au moins 50 % de l'apport énergétique alimentant la chambre de combustion provient d'un combustible fossile gazeux au cours de la période commençant le 1^{er} janvier 2011 et se terminant le 31 décembre 2014 peut, au choix de la personne responsable, être considéré l'essai en cheminée initial mentionné à l'alinéa (1)a).

Essais effectués entre 2011 et 2014, inclusivement

Default emission-intensity

(6) If an initial test is not conducted under subsection (1), the result of an initial test to determine the emission-intensity of the boiler or heater is deemed to be 80 g/GJ.

(6) Si l'essai initial visé au paragraphe (1) n'est pas effectué, le résultat de l'essai initial visant à déterminer l'intensité d'émission de la chaudière ou du four industriel est réputé être de 80 g/GJ.

Intensité d'émission par défaut

Annual Tests

Modern or transitional — 105 GJ/hr to 262.5 GJ/hr

22. Beginning in the year following the year in which an initial test was conducted, a responsible person for a modern or transitional boiler, or heater, that has a rated capacity of greater than 105 GJ/hr and less than or equal to 262.5 GJ/hr must determine the emission-intensity of the boiler or heater by means of one of the following annual tests:

(a) an annual stack test conducted in accordance with sections 14 to 17 — under conditions in which at least 50% of the input energy in its combustion chamber comes from gaseous fossil fuel — and conducted at least 90 days after any previous stack test; or

(b) the use of a CEMS — for those hours during which at least 50% of the input energy in its combustion chamber comes from gaseous fossil fuel — during the year in question, with the result of the annual CEMS test being

(i) if there are at least 720 of those hours in the year in question, the greatest rolling hourly average among the rolling hourly averages, determined in accordance with subsection 18(1), for each period consisting of 720 of those hours in the year in question, and

(ii) if there are less than 720 of those hours in the year in question, the rolling hourly average, determined in accordance with subsection 18(2), for the final hour of those hours.

Essais annuels

22. À compter de l'année qui suit celle où l'essai initial a été effectué, la personne responsable de la chaudière ou du four industriel moderne et de transition ayant une capacité nominale de plus de 105 GJ/h et d'au plus 262,5 GJ/h en détermine l'intensité d'émission au moyen d'un des essais annuels suivants :

a) un essai en cheminée initial, effectué en conformité avec les articles 14 à 17 — dans des conditions où au moins 50 % de l'apport énergétique alimentant la chambre de combustion provient d'un combustible fossile gazeux — et au moins quatre-vingt-dix jours après l'essai précédent;

b) un SMECE pour les heures où au moins 50 % de l'apport énergétique alimentant la chambre de combustion provient d'un combustible fossile gazeux, auquel cas l'intensité d'émission correspond au résultat de l'essai annuel SMECE suivant :

(i) si l'année visée compte au moins 720 de ces heures, la moyenne horaire mobile la plus élevée parmi les moyennes horaires mobiles déterminées aux termes du paragraphe 18(1) de chacune des périodes de cette année comportant 720 de ces heures,

(ii) si l'année visée compte moins de 720 de ces heures, la moyenne horaire mobile déterminée aux termes du paragraphe 18(2), pour la dernière de ces heures.

Moderne ou de transition — plus de 105 GJ/h et au plus 262,5 GJ/h

Modern or transitional — greater — 262.5 GJ/hr

23. Beginning in the year following the year in which an initial test was conducted, a responsible person for a modern or transitional boiler, or heater, that has a rated capacity of greater than 262.5 GJ/hr must determine the emission-intensity of the boiler or heater by means of the use of a CEMS — for those hours during which at least 50% of the input energy in its combustion chamber comes from gaseous fossil fuel — during the year in question, with the result of the annual CEMS test being

(a) if there are at least 720 of those hours in the year in question, the greatest rolling hourly average among the rolling hourly averages, determined in accordance with subsection 18(1), for each period consisting of 720 of those hours in the year in question; and

(b) if there are less than 720 of those hours in the year in question, the rolling hourly average, determined in accordance with subsection 18(2), for the final hour of those hours.

Major modification — first annual tests

24. (1) A responsible person for a class 80 original boiler or heater or a class 70 original boiler or heater that has undergone a major modification referred to in subsection 8(2) must determine the emission-intensity of the boiler or heater — under conditions in which at least 50% of the input energy in its combustion chamber comes from gaseous fossil fuel — by means of one of the following first annual tests:

(a) a first annual stack test conducted in accordance with sections 14 to 17; or

(b) the use of a CEMS — for those hours during which at least 50% of the input energy in its combustion chamber comes from gaseous fossil fuel — during the reference period, with the result of the annual CEMS test being

(i) if there are at least 720 of those hours in the reference period, the greatest rolling hourly average among the rolling hourly averages, determined in accordance with subsection 18(1), for each period consisting of 720 of those hours in the reference period, and

(ii) if there are less than 720 of those hours in the reference period, the rolling hourly average, determined in accordance with subsection 18(2), for the final hour of those hours.

Completion of initial test

(2) The first annual test must be completed by December 31 of the year that includes the commissioning date of the boiler or heater with the major modification.

Reference period

(3) The reference period is the period that begins on the day following the commissioning date of the boiler or heater with the major modification and ends on December 31 of the year that includes that the day on which the reference period begins.

Major modification — subsequent annual tests

25. (1) Beginning in the year following the year that includes the commissioning date of a class 80 original boiler or heater or a class 70 original boiler or heater, with a major modification, a responsible person for that boiler or heater must determine its emission-intensity by means of

(a) a subsequent annual test referred to in paragraph 22(a) or (b), if the boiler or heater has a

23. À compter de l'année qui suit celle où l'essai initial a été effectué, la personne responsable de la chaudière ou du four industriel moderne ou de transition ayant une capacité nominale de plus de 262,5 GJ/h en détermine l'intensité d'émission au moyen d'un SMECE pour les heures où au moins 50 % de l'apport énergétique alimentant la chambre de combustion provient d'un combustible fossile gazeux, auquel cas l'intensité d'émission correspond au résultat de l'essai annuel SMECE suivant :

a) si l'année visée compte au moins 720 de ces heures, la moyenne horaire mobile la plus élevée parmi les moyennes horaires mobiles déterminées aux termes du paragraphe 18(1) de chacune des périodes de cette année comportant 720 de ces heures;

b) si l'année visée compte moins de 720 de ces heures, la moyenne horaire mobile déterminée aux termes du paragraphe 18(2), pour la dernière de ces heures.

24. (1) La personne responsable de la chaudière ou du four industriel d'origine de classe 80 ou 70 ayant subi une modification importante prévue au paragraphe 8(2) en détermine l'intensité d'émission — dans des conditions où au moins 50 % de l'apport énergétique alimentant la chambre de combustion provient d'un combustible fossile gazeux — au moyen de l'un des essais suivants :

a) un essai en cheminée initial, effectué en conformité avec les articles 14 à 17;

b) un SMECE pour les heures où au moins 50 % de l'apport énergétique alimentant la chambre de combustion provient d'un combustible fossile gazeux, auquel cas l'intensité d'émission correspond au résultat de l'essai annuel SMECE suivant :

(i) si la période de référence compte au moins 720 de ces heures, la moyenne horaire mobile la plus élevée parmi les moyennes horaires mobiles déterminées aux termes du paragraphe 18(1) de chacune des périodes comportant 720 de ces heures,

(ii) si la période de référence compte moins de 720 de ces heures, la moyenne horaire mobile déterminée aux termes du paragraphe 18(2), pour la dernière de ces heures.

(2) Le premier essai annuel est mené à terme au plus tard le 31 décembre de l'année de la date de mise en service de la chaudière ou du four industriel une fois apportée la modification importante.

(3) La période de référence commence le jour suivant la date de mise en service de la chaudière ou du four industriel une fois apportée la modification importante et se termine le 31 décembre de l'année où elle commence.

25. (1) À compter de l'année suivant celle de la date de mise en service de la chaudière ou du four industriel ayant subi une modification importante, la personne responsable de la chaudière ou du four industriel d'origine de classe 80 ou 70 en détermine l'intensité d'émission au moyen de l'un des essais suivants :

a) l'essai annuel subséquent visé aux alinéas 22a) ou b), pour la chaudière ou le four

Moderne ou de transition — plus de 262,5 GJ/h

Modification importante — premier essai annuel

Premier essai annuel mené à terme

Période de référence

Modification importante — essai annuel subséquent

	<p>rated capacity of greater than 105 GJ/hr and less than or equal to 262.5 GJ/hr; and</p> <p>(b) a subsequent annual test referred to in section 23, if the boiler or heater has a rated capacity of greater than 262.5 GJ/hr.</p>	<p>industriel ayant une capacité nominale de plus de 105 GJ/h et d'au plus 262,5 GJ/h;</p> <p>b) l'essai annuel subséquent visé à l'article 23, pour la chaudière ou le four industriel ayant une capacité nominale de plus de 262,5 GJ/h.</p>	
classes 80 and 70 without major modification	<p>(2) A responsible person for a class 80 original boiler or heater or a class 70 original boiler or heater that has not had a major modification must determine its emission-intensity by means of an annual test referred to in, as the case may be, paragraph (1)(a) or (b) beginning in</p> <p>(a) 2026, for a class 80 original boiler or heater; and</p> <p>(b) 2036, for a class 70 original boiler or heater.</p>	<p>(2) La personne responsable de la chaudière ou du four industriel d'origine de classe 80 ou 70 n'ayant pas subi de modifications importantes en détermine l'intensité d'émission au moyen de celui des essais annuels subséquents visés aux alinéas (1)a) ou b) qui s'applique, à compter de :</p> <p>a) 2026, pour la chaudière et le four industriel d'origine de classe 80;</p> <p>b) 2036, pour la chaudière et le four industriel d'origine de classe 70.</p>	Essai annuel — classe 70 et 80
Change tests — type of gas or preheated air	<p>26. (1) A responsible person for a boiler or heater who has been required under sections 19 to 22 to conduct an initial test must — if the type of gaseous fossil fuel combusted is changed or, for a heater, if a change whereby equipment to preheat air is added — determine the emission-intensity of the boiler or heater by means of one of the following change tests:</p> <p>(a) a stack test conducted in accordance with sections 14 to 17 under conditions in which at least 50% of the input energy in its combustion chamber comes from gaseous fossil fuel; or</p> <p>(b) the use of a CEMS — for those hours during which at least 50% of the input energy in its combustion chamber comes from gaseous fossil fuel — during the reference period, with the result of the CEMS test being</p> <p>(i) if there are at least 720 of those hours in the reference period, the greatest rolling hourly average among the rolling hourly averages, determined in accordance with subsection 18(1), for each period consisting of 720 of those hours in the reference period, and</p> <p>(ii) if there are less than 720 of those hours in the reference period, the rolling hourly average, determined in accordance with subsection 18(2), for the final hour of those hours.</p>	<p>26. (1) La personne responsable de la chaudière ou du four industriel tenue d'effectuer un essai initial en application des articles 19 à 22 en détermine l'intensité d'émission au moyen de l'un des essais de changement ci-après, si le type de combustible fossile gazeux brûlé est changé ou si le four industriel est changé par ajout d'équipement préchauffant l'air:</p> <p>a) un essai en cheminée initial, effectué en conformité avec les articles 14 à 17, dans des conditions où au moins 50 % de l'apport énergétique alimentant la chambre de combustion provient d'un combustible fossile gazeux;</p> <p>b) un SMECE pour les heures où au moins 50 % de l'apport énergétique alimentant la chambre de combustion provient d'un combustible fossile gazeux, auquel cas l'intensité d'émission correspond au résultat de l'essai annuel SMECE suivant :</p> <p>(i) si la période de référence compte au moins 720 de ces heures, la moyenne horaire mobile la plus élevée parmi les moyennes horaires mobiles déterminées aux termes du paragraphe 18(1) de chacune des périodes de la période de référence comportant 720 de ces heures,</p> <p>(ii) si la période de référence compte moins de 720 de ces heures, la moyenne horaire mobile déterminée aux termes du paragraphe 18(2), pour la dernière de ces heures.</p>	Essai de changement — type de gaz ou air préchauffé
Class 80 boiler or heater	<p>(2) Subsection (1) does not apply in respect of a class 80 original boiler or heater.</p>	<p>(2) Le paragraphe (1) ne s'applique pas aux chaudières ou aux fours industriels d'origine de classe 80.</p>	Chaudière ou four industriel — classe 80
Completion of test	<p>(3) The change test must be completed within 31 days after the day on which the change was made.</p>	<p>(3) L'essai est mené à terme dans les trente et un jours suivant le jour du changement.</p>	Essai initial mené à terme
Reference period	<p>(4) The reference period begins on the day following the day on which the change was made and ends 31 days after that day.</p>	<p>(4) La période de référence commence le jour suivant le changement et se termine trente et un jours après ce jour.</p>	Période de référence
Information — Schedule 3	<p>(5) A responsible person for a boiler or heater that has a rated capacity of less than or equal to 105 GJ/hr must — within 31 days after, as the case may be, the day on which the change test was conducted or the end of reference period — send a change report to the Minister that contains the information set out in Schedule 3.</p>	<p>(5) La personne responsable de la chaudière ou du four industriel ayant une capacité nominale d'au plus 105 GJ/h envoie au ministre — dans les trente et un jours suivant l'essai ou la fin de la période de référence — un rapport de changement comportant les renseignements énumérés à l'annexe 3.</p>	Renseignements — annexe 3

MAINTENANCE, OPERATION AND DESIGN

- Specifications **27.** The responsible person for a boiler or heater must maintain and operate it in accordance with the specifications set out by its manufacturer or required by its design.
- Modern boilers and heaters **28.** A responsible person for a modern boiler or heater that has a rated capacity of greater than 262.5 GJ/hr must ensure that the boiler or heater is designed to have, for any conditions under which it operates, a maximum emission-intensity of
- (a) 13 g/GJ, for a modern boiler; and
 - (b) 16 g/GJ, for a modern heater.

REPORTING

- Initial report **29.** A responsible person for a boiler or heater must send an initial report to the Minister that contains the information set out in Schedule 4
- (a) by June 1 of the year following the year that includes its commissioning date, for a modern or transitional boiler or heater; and
 - (b) by June 1 of the year following the year in which the initial test was conducted under section 21, for an original boiler or heater.
- Annual report **30.** (1) A responsible person for a boiler or heater that has a rated capacity of greater than 105 GJ/hr must send a first annual report to the Minister that contains the information, in respect of the following periods, set out in Schedule 3:
- (a) for a modern or transitional boiler or heater, on or before June 1 of the year following the year in which the initial report is sent, in respect of that year;
 - (b) for a class 80 original boiler or heater or a class 70 original boiler or heater referred to in subsection 8(1), on or before June 1 of the year following the year that includes the commissioning date of the boiler or heater with the major modification in question, in respect of that year; and
 - (c) in any other case,
 - (i) on or before June 1, 2027, in respect of 2026, for a class 80 original boiler or heater, and
 - (ii) on or before June 1, 2037, in respect of 2036, for a class 70 original boiler or heater.

Subsequent annual reports (2) On or before June 1 of every subsequent year, the responsible person for the boiler or heater must send an annual report to the Minister that contains the information set out in Schedule 3 in respect of the previous year.

Change of information **31.** If the information provided in an initial report or an annual report changes, the responsible person must send a notice to the Minister that provides the updated information no later than 31 days after the change.

ENTRETIEN, FONCTIONNEMENT ET CONCEPTION

- Spécifications **27.** La personne responsable de la chaudière ou du four industriel l'entretient et le fait fonctionner conformément aux spécifications du fabricant ou selon ce qu'exige sa conception.
- Chaudière ou four industriel moderne **28.** La personne responsable de la chaudière ou du four industriel moderne ayant une capacité nominale de plus de 262,5 GJ/h veille à ce que la chaudière ou le four industriel soit conçu de manière à avoir l'intensité d'émission maximale ci-après pour toute condition dans laquelle il fonctionne :
- a) 13 g/GJ, pour une chaudière;
 - b) 16 g/GJ, pour un four industriel.

RAPPORTS

- Rapport initial **29.** La personne responsable de la chaudière ou du four industriel envoie au ministre un rapport initial comportant les renseignements énumérés à l'annexe 4, dans les délais suivants :
- a) au plus tard le 1^{er} juin de l'année suivant celle de la date de mise en service, pour la chaudière ou le four industriel moderne ou de transition;
 - b) au plus tard le 1^{er} juin de l'année suivant celle où l'essai initial a été effectué en application de l'article 21 pour la chaudière ou le four industriel d'origine.
- Rapport annuel **30.** (1) La personne responsable de la chaudière ou du four industriel ayant une capacité nominale de plus de 105 GJ/h envoie au ministre un premier rapport annuel comportant les renseignements énumérés à l'annexe 3, dans les délais ci-après, pour la période en cause :
- a) dans le cas de la chaudière ou du four industriel moderne ou de transition, au plus tard le 1^{er} juin suivant l'année d'envoi du rapport initial pour cette année;
 - b) dans le cas de la chaudière ou du four industriel d'origine de classe 80 ou 70 mentionné au paragraphe 8(1), au plus tard le 1^{er} juin suivant l'année de la date de mise en service de la chaudière ou du four industriel ayant subi la modification importante en cause pour cette année;
 - c) dans tous les autres cas :
 - (i) au plus tard le 1^{er} juin 2027, pour l'année 2026, dans le cas de la chaudière ou du four industriel d'origine de classe 80,
 - (ii) au plus tard le 1^{er} juin 2037, pour l'année 2036, dans le cas de la chaudière ou du four industriel d'origine de classe 70.
- Rapport annuel subséquent (2) Au plus tard le 1^{er} juin de chaque année subséquent, la personne responsable de la chaudière ou du four industriel envoie au ministre un rapport annuel comportant les renseignements énumérés à l'annexe 3 pour l'année précédente.
- Rapport sur les changements **31.** En cas de changement des renseignements fournis dans le rapport initial ou un rapport annuel la personne responsable envoie au ministre un avis indiquant les nouveaux renseignements dans les trente et un jours suivant le changement.

RECORDING OF INFORMATION

Record-making **32.** A responsible person for a boiler or heater must make a record that contains the following information:

- (a) a description of the steps, including the relevant dates, taken to comply with the operation and maintenance specifications for the boiler or heater set out by its manufacturer or required by its design;
- (b) a description, including the relevant dates, of any modifications to the design or characteristics of the boiler and heater, including
 - (i) a major modification referred to in subsection 8(2),
 - (ii) for a heater, the addition or removal of equipment to preheat air,
 - (iii) the refurbishment of a burner, and
 - (iv) a modification that results in a change to its thermal efficiency; and
- (c) a change of fuel from alternative gas to natural gas, or vice versa, including the date of the change.

PART 2

STATIONARY SPARK-IGNITION ENGINES

INTERPRETATION

Definitions **33.** (1) The following definitions apply in this Part and in Schedules 5 and 6.

“ASTM D6348-12”
« méthode ASTM D6348-12 »
“ASTM D6348-12” means the method ASTM D6348-12 entitled *Standard Test Method for Determination of Gaseous Compounds by Extractive Direct Interface Fourier Transform Infrared (FTIR) Spectroscopy*, published by ASTM.

“emergency”
« urgence »
“emergency”, in relation to the operation of an engine, means a period during which the engine is operated

- (a) to produce electricity as an alternative source of electrical power when no ordinary source is available; or
- (b) to pump water when required due to a fire or a flood.

“emission-intensity”
« intensité d’émission »
“emission-intensity” means the quantity of NO_x emitted in the exhaust gas of an engine expressed as

- (a) the concentration of NO_x in the exhaust gas, expressed in ppmvd; or
- (b) the mass of NO_x in the exhaust gas per unit of output of mechanical energy or of electrical energy, expressed in g/kWh.

“EPA Method 1”
« méthode 1 de l’EPA »
“EPA Method 1” means the method entitled *Method 1 — Sample and Velocity Traverses for Stationary Sources*, set out in Appendix A-1 of Part 60 of the CFR.

“EPA Method 1A”
« méthode 1A de l’EPA »
“EPA Method 1A” means the method entitled *Method 1A — Sample and Velocity Traverses for Stationary Sources With Small Stacks or Ducts*, set out in Appendix A-1 of Part 60 of the CFR.

CONSIGNATION DE RENSEIGNEMENTS

Consignation **32.** La personne responsable de la chaudière et du four industriel verse dans un dossier les renseignements et documents suivants :

- a) les mesures prises, y compris les dates pertinentes, afin de se conformer aux spécifications de fonctionnement et d’entretien du fabricant pour la chaudière ou le four industriel ou qu’exige sa conception;
- b) la description, y compris les dates pertinentes, des modifications physiques de la conception ou des caractéristiques physiques de la chaudière ou du four industriel, y compris de ce qui suit :
 - (i) toute modification importante visée au paragraphe 8(2),
 - (ii) tout ajout ou suppression d’équipement préchauffant l’air, pour le four industriel,
 - (iii) toute remise à neuf de brûleurs,
 - (iv) toute modification qui change l’efficacité thermique;
- c) le changement d’un gaz de remplacement par le gaz naturel ou le contraire, y compris la date du changement.

PARTIE 2

MOTEURS STATIONNAIRES À ALLUMAGE COMMANDÉ

DÉFINITIONS

Definitions **33.** (1) Les définitions qui suivent s’appliquent à la présente partie et aux annexes 5 et 6.

« à faible utilisation » Qualifie le moteur au sujet duquel le choix fait aux termes du paragraphe 36(2) demeure en vigueur.

« à mélange pauvre » Qualifie tout moteur autre que le moteur à mélange riche.

« à mélange riche » Qualifie tout moteur à quatre temps à allumage commandé ayant une teneur en oxygène en excès dans ses gaz d’échappement, sans dilution, de moins de 4 % lorsqu’il fonctionne à 90 % ou plus de sa puissance au frein nominale.

« d’origine » Qualifie le moteur fabriqué avant le 1^{er} janvier 2015, ce fait étant établi par l’un des documents suivants :

- a) le document fourni par son fabricant indiquant sa date de fabrication comme étant antérieure au 1^{er} janvier 2015 et son numéro de série, dans le cas où la personne responsable a accès à ce document;
- b) tout autre document fourni par le fabricant ou un organisme gouvernemental, indiquant le numéro de série du moteur et établissant que la fabrication du moteur a été terminée à une date antérieure au 1^{er} janvier 2015, dans tous les autres cas.

« gaz de distillation » Gaz produit dans une raffinerie par distillation, craquage ou reformage.

« gaz de synthèse » Gaz issu de la gazéification du charbon ou de la gazéification de sous-produits, de résidus ou de déchets d’un procédé industriel.

« à faible utilisation »

« low-use »

« à mélange pauvre »

“lean-burn”

« à mélange riche »

“rich-burn”

« d’origine »

“original”

« gaz de distillation »

“still gas”

« gaz de synthèse »

“synthetic gas”

"EPA Method 2" « méthode 2 de l'EPA »	"EPA Method 2" means the method entitled <i>Method 2 — Determination of Stack Gas Velocity and Volumetric Flow Rate (Type S pitot tube)</i> , set out in Appendix A-1 of Part 60 of the CFR.	« groupe » L'ensemble des moteurs désignés aux termes de l'article 39 comme appartenant au groupe de la personne responsable, lequel, pour l'application de l'article 42, comprend l'unité de remplacement mentionnée à l'article 43 ou le moteur moderne de remplacement mentionné à l'article 44.	« groupe » "group"
"EPA Method 3" « méthode 3 de l'EPA »	"EPA Method 3" means the method entitled <i>Method 3 — Gas Analysis for the Determination of Dry Molecular Weight</i> , set out in Appendix A-2 of Part 60 of the CFR.	« intensité d'émission » Quantité de NO _x dans les gaz d'échappement émis par le moteur exprimée de la manière suivante :	« intensité d'émission » "emission-intensity"
"EPA Method 3B" « méthode 3B de l'EPA »	"EPA Method 3B" means the method entitled <i>Method 3B — Gas Analysis for the Determination of Emission Rate Correction Factor or Excess Air</i> , set out in Appendix A-2 of Part 60 of the CFR.	a) la concentration de NO _x dans les gaz d'échappement, en ppmvs; b) la masse de NO _x dans les gaz d'échappement par unité d'énergie mécanique ou électrique produite, en g/kWh.	
"EPA Method 7" « méthode 7 de l'EPA »	"EPA Method 7" means the method entitled <i>Method 7 — Determination of Nitrogen Oxide Emissions from Stationary Sources</i> , set out in Appendix A-4 of Part 60 of the CFR.	« méthode 1 de l'EPA » La méthode intitulée <i>Method 1 — Sample and Velocity Traverses for Stationary Sources</i> qui figure à l'Appendix A-1 de la partie 60 du CFR.	« méthode 1 de l'EPA » "EPA Method 1"
"EPA Method 7A" « méthode 7A de l'EPA »	"EPA Method 7A" means the method entitled <i>Method 7A — Determination of Nitrogen Oxide Emissions from Stationary Sources — Ion Chromatographic Method</i> , set out in Appendix A-4 of Part 60 of the CFR.	« méthode 1A de l'EPA » La méthode intitulée <i>Method 1A — Sample and Velocity Traverses for Stationary Sources With Small Stacks or Ducts</i> qui figure à l'Appendix A-1 de la partie 60 du CFR.	« méthode 1A de l'EPA » "EPA Method 1A"
"EPA Method 7C" « méthode 7C de l'EPA »	"EPA Method 7C" means the method entitled <i>Method 7C — Determination of Nitrogen Oxide Emissions from Stationary Sources — Alkaline-Permanganate/Colorimetric Method</i> , set out in Appendix A-4 of Part 60 of the CFR.	« méthode 2 de l'EPA » La méthode intitulée <i>Method 2 — Determination of Stack Gas Velocity and Volumetric Flow Rate (Type S Pitot Tube)</i> qui figure à l'Appendix A-1 de la partie 60 du CFR.	« méthode 2 de l'EPA » "EPA Method 2"
"EPA Method 19" « méthode 19 de l'EPA »	"EPA Method 19" means the method entitled <i>Method 19 — Determination of Sulfur Dioxide Removal Efficiency and Particulate, Sulfur Dioxide and Nitrogen Oxides Emission Rates</i> , set out in Appendix A-7 of Part 60 of the CFR.	« méthode 3 de l'EPA » La méthode intitulée <i>Method 3 — Gas Analysis for the Determination of Dry Molecular Weight</i> qui figure à l'Appendix A-2 de la partie 60 du CFR.	« méthode 3 de l'EPA » "EPA Method 3"
"EPA Method 320" « méthode 320 de l'EPA »	"EPA Method 320" means the method entitled <i>Method 320 — Measurement of Vapor Phase Organic and Inorganic Emissions by Extractive Fourier Transform Infrared (FTIR) Spectroscopy</i> , set out in Appendix A of Part 63 of the CFR.	« méthode 3B de l'EPA » La méthode intitulée <i>Method 3B — Gas Analysis for the Determination of Emission Rate Correction Factor or Excess Air</i> qui figure à l'Appendix A-2 de la partie 60 du CFR.	« méthode 3B de l'EPA » "EPA Method 3B"
"group" « groupe »	"group" means the engines designated under section 39 as belonging to a responsible person's group and, for the purpose of section 42 includes replacement units referred to in section 43 and modern replacement engines referred to in section 44.	« méthode 7 de l'EPA » La méthode intitulée <i>Method 7 — Determination of Nitrogen Oxide Emissions from Stationary Sources</i> qui figure à l'Appendix A-4 de la partie 60 du CFR.	« méthode 7 de l'EPA » "EPA Method 7"
"lean-burn" « à mélange pauvre »	"lean-burn", in relation to an engine, means an engine other than a rich-burn engine.	« méthode 7A de l'EPA » La méthode intitulée <i>Method 7A — Determination of Nitrogen Oxide Emissions from Stationary Sources — Ion Chromatographic Method</i> qui figure à l'Appendix A-4 de la partie 60 du CFR.	« méthode 7A de l'EPA » "EPA Method 7A"
"low-use" « à faible utilisation »	"low-use", in relation to an engine, means an engine in respect of which an election made under subsection 36(2) remains in effect.	« méthode 7C de l'EPA » La méthode intitulée <i>Method 7C — Determination of Nitrogen Oxide Emissions from Stationary Sources — Alkaline-Permanganate/Colorimetric Method</i> qui figure à l'Appendix A-4 de la partie 60 du CFR.	« méthode 7C de l'EPA » "EPA Method 7C"
"modern" « moderne »	"modern", in relation to an engine, means an engine other than an original engine.	« méthode 19 de l'EPA » La méthode intitulée <i>Method 19 — Determination of Sulfur Dioxide Removal Efficiency and Particulate, Sulfur Dioxide and Nitrogen Oxides Emission Rates</i> qui figure à l'Appendix A-7 de la partie 60 du CFR.	« méthode 19 de l'EPA » "EPA Method 19"
"original" « d'origine »	"original", in relation to an engine, means an engine that was manufactured before January 1, 2015 as established by (a) a document provided by its manufacturer that sets out its serial number and its date of manufacture as before January 1, 2015, if that document is accessible to a responsible person for the engine; or (b) any other document provided by its manufacturer or a government body that sets out its serial number and establishes that the engine's manufacture was completed on a date before January 1, 2015, in any other case.	« méthode 320 de l'EPA » La méthode intitulée <i>Method 320 — Measurement of Vapor Phase Organic and Inorganic Emissions by Extractive Fourier Transform Infrared (FTIR) Spectroscopy</i> qui figure à l'Appendix A de la partie 63 du CFR.	« méthode 320 de l'EPA » "EPA Method 320"
		« méthode ASTM D6348-12 » La méthode ASTM D6348-12 intitulée <i>Standard Test Method for Determination of Gaseous Compounds by Extractive Direct Interface Fourier Transform Infrared (FTIR) Spectroscopy</i> publiée par l'ASTM.	« méthode ASTM D6348-12 » "ASTM D6348-12"

<p>“ppmvd” « ppmvs »</p> <p>“rated brake power” « puissance au frein nominale »</p> <p>“rich-burn” « à mélange riche »</p> <p>“still gas” « gaz de distillation »</p> <p>“subgroup” « sous-groupe »</p> <p>“subset” « sous-ensemble »</p> <p>“synthetic gas” « gaz de synthèse »</p> <p>Presumed rich-burn engines</p> <p>Rebuttal — lean-burn engines</p>	<p>“ppmvd” means parts per million, on a volumetric dry basis adjusted to 15% oxygen dry.</p> <p>“rated brake power”, in relation to an engine or a replacement unit, means its maximum brake power output</p> <p>(a) as specified on the nameplate provided by its manufacturer; or</p> <p>(b) in the absence of such a nameplate, as set out in a document, which indicates its serial number, provided by its manufacturer or a government body.</p> <p>“rich-burn”, in relation to an engine, means a four-stroke spark ignition engine for which the excess oxygen content in the exhaust gas, without dilution, is less than four percent, when the engine is operated at 90% or more of its rated brake power.</p> <p>“still gas” means a gas produced in a refinery by distillation, cracking or reforming.</p> <p>“subgroup”, in relation to a responsible person’s group, means a notional collection of engines — which includes any replacement units and modern replacement engines — established under section 46, each of which belongs to the group.</p> <p>“subset”, in relation to a responsible person’s group, means a notional collection of engines referred to in section 41, each of which belongs to the group.</p> <p>“synthetic gas” means a gas derived from the gasification of coal or of by-products, residual products or waste products of an industrial process.</p> <p>(2) An engine that is designated by its manufacturer as a rich-burn engine is presumed to be a rich-burn engine.</p> <p>(3) The presumption is rebutted if the responsible person for the engine establishes that when the engine is operated at 90% or more of its rated brake power, the excess oxygen content in the exhaust gas, without dilution, is greater than or equal to four percent, in which case the engine is a lean-burn engine.</p>	<p>« moderne » Qualifie le moteur qui n’est pas un moteur d’origine.</p> <p>« ppmvs » Partie par million, volume sec ajusté à 15 % d’oxygène sec.</p> <p>« puissance au frein nominale » À l’égard d’un moteur ou d’une unité de remplacement, puissance au frein maximale du moteur inscrite sur un des supports suivants :</p> <p>a) la plaque signalétique fournie par son fabricant;</p> <p>b) à défaut d’une telle plaque, un document, indiquant son numéro de série et fourni par son fabricant ou un organisme gouvernemental à son égard.</p> <p>« sous-ensemble » Eu égard au groupe de la personne responsable, ensemble théorique de moteurs visé à l’article 41 appartenant tous au groupe.</p> <p>« sous-groupe » Eu égard au groupe de la personne responsable, ensemble théorique de moteurs — y compris l’unité de remplacement ou le moteur moderne de remplacement — établi aux termes de l’article 46, appartenant tous au groupe.</p> <p>« urgence » Eu égard au fonctionnement du moteur, période au cours de laquelle le moteur fonctionne aux fins suivantes :</p> <p>a) produire de l’électricité comme source alternative d’alimentation électrique lorsqu’aucune source ordinaire n’est disponible;</p> <p>b) pomper de l’eau lorsqu’un incendie ou une inondation le requiert.</p> <p>(2) Tout moteur caractérisé par le fabricant comme étant un moteur à mélange riche est présumé être un moteur à mélange riche.</p> <p>(3) Cette assimilation est réfutée si la personne responsable du moteur établit que la teneur en oxygène en excès dans ses gaz d’échappement, sans dilution, est d’au moins 4 % lorsqu’il fonctionne à 90 % ou plus de sa puissance au frein nominale. Le moteur est alors un moteur à mélange pauvre.</p>	<p>« moderne » “modern”</p> <p>« ppmvs » “ppmvd”</p> <p>« puissance au frein nominale » “rated brake power”</p> <p>« sous-ensemble » “subset”</p> <p>« sous-groupe » “subgroup”</p> <p>« urgence » “emergency”</p> <p>Assimilation à un mélange riche</p> <p>Assimilation réfutée — mélange pauvre</p>
--	--	--	--

APPLICATION

<p>Original and modern engines</p> <p>Regulated facilities — modern engines</p>	<p>34. (1) This Part applies in respect of an original or a modern engine, in a regulated facility, that combusts gaseous fuel.</p> <p>(2) The following are the regulated facilities in respect of modern engines:</p> <p>(a) oil and gas facilities;</p> <p>(b) oil sands facilities;</p> <p>(c) petroleum refineries;</p> <p>(d) chemicals facilities and nitrogen fertilizer facilities;</p> <p>(e) pulp and paper facilities;</p> <p>(f) base metals facilities;</p> <p>(g) potash facilities;</p> <p>(h) alumina facilities and aluminium facilities;</p> <p>(i) power plants;</p> <p>(j) iron, steel and ilmenite facilities;</p> <p>(k) iron ore pelletizing facilities; and</p> <p>(l) cement manufacturing facilities.</p>
---	---

CHAMP D’APPLICATION

<p>Original and modern engines</p> <p>Regulated facilities — modern engines</p>	<p>34. (1) La présente partie s’applique aux moteurs d’origine ou modernes brûlant un combustible gazeux et situés dans des installations réglementées.</p> <p>(2) Sont des installations réglementées pour les moteurs modernes :</p> <p>a) l’installation d’exploitation pétrolière et gazière;</p> <p>b) l’installation d’exploitation de sables bitumineux;</p> <p>c) la raffinerie de pétrole;</p> <p>d) l’installation de fabrication de produits chimiques et l’installation de fabrication d’engrais à base d’azote;</p> <p>e) l’installation de production de pâte et papier;</p> <p>f) l’installation de production de métaux communs;</p> <p>g) l’installation de production de potasse;</p> <p>h) l’installation de production d’alumine et l’aluminerie;</p>	<p>Moteur d’origine ou moderne</p> <p>Installation réglementée — moteur moderne</p>
---	--	---

Regulated facilities – original engines

(3) Oil and gas facilities are the regulated facilities in respect of original engines.

- i) la centrale électrique;
- j) l'installation de production de fer, d'acier et d'ilménite;
- k) l'installation de bouletage du minerai de fer;
- l) la cimenterie.

(3) L'installation réglementée pour le moteur d'origine est l'installation d'exploitation pétrolière et gazière.

Installation réglementée – moteur d'origine

OBLIGATIONS

Scope of Application — Gas Combusted

Synthetic and still gas

35. Section 38, subsection 39(2), sections 40 and 41, subsection 47(2) and sections 58 and 59 do not apply in respect of an engine — for any period during which the fuel combusted consists of more than 50% of synthetic gas, still gas or any combination of those gases — if the responsible person for the engine establishes, based on a calculation of the mass-flow, that the fuel combusted consists of that portion of those gases.

OBLIGATIONS

Champ d'application — gaz brûlés

35. L'article 38, le paragraphe 39(2), les articles 40 et 41, le paragraphe 47(2) et les articles 58 et 59 ne s'appliquent pas à l'égard du moteur pour toute période pendant laquelle le combustible brûlé est composé de plus de 50 % de gaz de synthèse ou de gaz de distillation — ou d'une combinaison de ceux-ci — si la personne responsable du moteur établit, par calcul du débit massique, que ce combustible est ainsi composé.

Gaz de distillation ou de synthèse

Use of Engines

Regular-use

36. (1) Every engine that has been operated by its responsible person for an hour during a year is a regular-use engine unless the responsible person elects to have it considered to be a low-use engine.

Utilisation du moteur

36. (1) Tout moteur que fait fonctionner la personne responsable plus d'une heure au cours de l'année est un moteur à utilisation régulière sauf si elle choisit de le considérer comme un moteur à faible utilisation.

Moteur à utilisation régulière

Notice — low-use engine

(2) The responsible person must make the election by sending a notice to that effect to the Minister

- (a) by January 1 of the year as of which the engine is to be considered to be low-use, if the engine is a regular-use engine of the responsible person; and
- (b) by the day on which the responsible person begins to operate the engine, in any other case.

(2) La personne responsable effectue le choix en envoyant un avis au ministre dans le délai ci-après :

- a) dans le cas où le moteur est un de ses moteurs à utilisation régulière, au plus tard le 1^{er} janvier de l'année à partir de laquelle le moteur sera considéré comme étant à faible utilisation;
- b) dans les autres cas, au plus tard le jour où la personne responsable commence à faire fonctionner le moteur.

Avis — moteur à faible utilisation

Obligation — low-use engines

(3) The responsible person must

- (a) by the January 1 referred to in paragraph (2)(a) or by the day referred to in paragraph (2)(b), as the case may be, have installed a non-resettable hour meter or another non-resettable device to record the number of hours that the engine is operated and ensure that the meter or device operates continuously; and
- (b) for the period of three consecutive years that begins, as the case may be, on the January 1 referred to in paragraph (2)(a) or the January 1 of the year that includes the day referred to in paragraph (2)(b) — and for each subsequent period of three consecutive years — ensure that the engine is operated, excluding any hours of operation during an emergency, for less than 1314 hours, as determined by the absolute difference between the first and last readings taken under section 57 for each of those periods.

(3) La personne responsable effectuant le choix se conforme à ce qui suit :

- a) elle installe un compteur horaire ou un autre appareil ne pouvant être remis à zéro afin d'enregistrer le nombre d'heures de fonctionnement du moteur, au plus tard le 1^{er} janvier mentionné à l'alinéa (2)a) ou le jour mentionné à l'alinéa (2)b) et veille à ce que ce compteur ou cet appareil fonctionne en tout temps;
- b) elle veille à ce que le moteur fonctionne moins de 1 314 heures, à l'exclusion des heures de fonctionnement pendant une urgence, au cours de la période de trois années consécutives commençant le 1^{er} janvier mentionné à l'alinéa (2)a) ou le 1^{er} janvier de l'année en cours au jour visé à l'alinéa (2)b) — et au cours de chaque période subséquente de trois années consécutives —, le nombre d'heures de fonctionnement étant déterminé par la différence absolue entre la première et la dernière lectures prises en application de l'article 57 pour chacune de ces périodes.

Obligation — moteur à faible utilisation

Revocation

(4) A responsible person for the engine may revoke the election by sending a notice of revocation to the Minister.

(4) La personne responsable révoque ce choix en envoyant un avis de révocation au ministre.

Révocation

Contravention of subsection (3)	(5) If a responsible person contravenes subsection (3), the election is revoked and the engine is a regular-use engine.	(5) Si la personne responsable ne se conforme pas au paragraphe (3), son choix est révoqué et le moteur est traité comme un moteur à utilisation régulière.	Contravention au paragraphe (3)
Single election	(6) A responsible person may, under subsection (2), elect only once to have a given engine considered to be a low-use engine.	(6) La personne responsable ne peut exercer qu'une fois le choix visé au paragraphe (2) pour un moteur donné.	Choix unique
<i>Expression of Emission-intensity</i>		<i>Expression de l'intensité d'émission</i>	
ppmvd or g/kWh	37. For the purposes of subsection 38(1), subsection 39(2), sections 40 and 41 and subsections 42(1) and 47(2), the emission-intensity of an engine and the emission-value assigned to an engine are to be expressed in ppmvd or g/kWh according to the units chosen by the responsible person to express the emission-intensity as determined by their most recent performance test under section 53.	37. Pour l'application des paragraphes 38(1) et 39(2), des articles 40 et 41 et des paragraphes 42(1) et 47(2), l'intensité d'émission des moteurs et la valeur d'émission attribuée aux moteurs sont exprimées en ppmvs ou en g/kWh en fonction de l'unité de mesure choisie par la personne responsable pour exprimer l'intensité d'émission déterminée au moyen de l'essai de rendement le plus récent prévu à l'article 53.	Ppmvs ou g/kWh
<i>Modern Engines</i>		<i>Moteurs modernes</i>	
Regular-use	38. (1) A responsible person for a modern engine that is regular-use and has a rated brake power of greater than or equal to 75 kW must ensure that the emission-intensity of the engine, as determined in accordance with sections 48 to 52, does not exceed the following limit, as applicable: (a) 160 ppmvd; or (b) 2.7 g/kWh.	38. (1) La personne responsable du moteur moderne à utilisation régulière ayant une puissance au frein nominale d'au moins 75 kW veille à ce que son intensité d'émission, déterminée en conformité avec les articles 48 à 52, n'excède pas celle des limites ci-après qui s'applique : a) 160 ppmvs; b) 2,7 g/kWh.	Utilisation régulière
Low-use	(2) A responsible person for a modern engine that is low-use and has a rated brake power of greater than or equal to 100 kW must ensure that the emission-intensity of the engine, as determined in accordance with sections 48 to 52, does not exceed the limit of 160 ppmvd.	(2) La personne responsable du moteur moderne à faible utilisation ayant une puissance au frein nominale d'au moins 100 kW veille à ce que son intensité d'émission, déterminée en conformité avec les articles 48 à 52, n'excède pas la limite de 160 ppmvs.	Faible utilisation
<i>Original Engines</i>		<i>Moteurs d'origine</i>	
Groups		Groupe	
Designation	39. (1) For the purposes of the emission-intensity limits referred to in sections 40 to 42, a responsible person may — from among their original engines that are regular-use and have a rated brake power of greater than or equal to 250 kW — designate those engines that are to belong to their group by recording the serial number of each engine designated and the date of the designation.	39. (1) Pour l'application des limites de l'intensité d'émission prévues aux articles 40 à 42, la personne responsable peut désigner parmi ses moteurs d'origine à utilisation régulière ayant une puissance au frein nominale d'au moins 250 kW ceux qui appartiennent à son groupe en consignand dans un dossier le numéro de série et la date de désignation de chacun de ces moteurs.	Désignation
Non-designated engines	(2) A responsible person for an engine referred to in subsection (1) that is not designated as belonging to any group must ensure that the emission-intensity of the engine, as determined in accordance with sections 48 to 52, does not exceed one of the following limits, as applicable: (a) 210 ppmvd; or (b) 4 g/kWh.	(2) La personne responsable d'un moteur visé au paragraphe (1) qui n'a pas été désigné comme appartenant à un groupe veille à ce que son intensité d'émission, déterminée en conformité avec les articles 48 à 52, n'excède pas celle des limites ci-après qui s'applique : a) 210 ppmvs; b) 4 g/kWh.	Moteur non désigné
Application	(3) Subsection (2) applies as of January 1, 2021.	(3) Le paragraphe (2) s'applique à compter du 1 ^{er} janvier 2021.	Application
Deemed non-designation	(4) An engine that has been designated as belonging to more than one responsible person's group is deemed not to belong to any responsible person's group.	(4) Le moteur d'origine désigné comme appartenant à plus d'un groupe est réputé ne faire partie d'aucun groupe.	Réputé n'étant pas désigné

Ceases to belong	<p>(5) An engine belonging to a responsible person's group ceases to belong to the group if</p> <p>(a) the engine ceases to be a regular-use engine; or</p> <p>(b) the responsible person cancels its designation as belonging to their group by recording the serial number of the engine and the date of the cancellation.</p>	<p>(5) Le moteur appartenant à un groupe n'en fait plus partie dans les situations suivantes :</p> <p>a) il cesse d'être un moteur à utilisation régulière;</p> <p>b) la personne responsable annule la désignation du moteur en consignand dans un dossier le numéro de série de ce moteur et la date de l'annulation.</p>	Fin de l'appartenance
Default Obligations		Obligations de base	
Original engines — as of 2026	<p>40. As of January 1, 2026, a responsible person for an engine that belongs to their group must ensure that the emission-intensity of the engine, as determined in accordance with sections 48 to 52, does not exceed the following limit, as applicable:</p> <p>(a) 210 ppmvd; or</p> <p>(b) 4 g/kWh.</p>	<p>40. À compter du 1^{er} janvier 2026, la personne responsable du moteur appartenant à son groupe veille à ce que son intensité d'émission, déterminée en conformité avec les articles 48 à 52, n'excède pas celle des limites ci-après qui s'applique :</p> <p>a) 210 ppmvs;</p> <p>b) 4 g/kWh.</p>	Moteur d'origine — obligation 2026
Original engines — obligation 2021 to 2025	<p>41. (1) In the period that begins on January 1, 2021 and ends on December 31, 2025, a responsible person for engines that belong to their group must ensure that there is a subset of the group whose total rated brake power is at least 50% of the total rated brake power of the group and the emission-intensity, as determined in accordance with sections 48 to 52, of each of the engines in the subset does not exceed the following limit, as applicable:</p> <p>(a) 210 ppmvd; or</p> <p>(b) 4 g/kWh.</p>	<p>41. (1) La personne responsable des moteurs appartenant à son groupe veille, pendant la période débutant le 1^{er} janvier 2021 et se terminant le 31 décembre 2025, à ce qu'un sous-ensemble du groupe ait une puissance au frein nominale totale d'au moins 50 % de celle du groupe et à ce que l'intensité d'émission de chacun des moteurs de ce sous-ensemble, déterminée en conformité avec les articles 48 à 52, n'excède pas celle des limites ci-après qui s'applique :</p> <p>a) 210 ppmvs;</p> <p>b) 4 g/kWh.</p>	Moteur d'origine — obligation de 2021 à 2025
Engine ceasing to belong to group	<p>(2) For the purpose of subsection (1), despite an engine's ceasing to belong to the group, its rated brake power may be included in the total rated brake power of the group and of a subset whose total rated brake power is at least 50% of the total rated brake power of the group.</p>	<p>(2) Pour l'application du paragraphe (1), même si un moteur n'appartient plus au groupe, sa puissance au frein nominale peut être incluse dans la puissance au frein nominale totale du groupe et du sous-ensemble lorsque cette dernière est d'au moins 50 % de celle du groupe.</p>	Moteur cessant d'appartenir au groupe
Obligations on Election		Obligations applicables à la suite d'un choix	
Original engines — yearly average	<p>42. (1) A responsible person for engines that belong to their group, who elects to comply with this subsection, must ensure that — for each year after 2020 following the making of the election — the yearly average emission-intensity of each subgroup established under section 46 does not exceed the following limits, as applicable:</p> <p>(a) 210 ppmvd or 4 g/kWh, for years after 2025; or</p> <p>(b) 421 ppmvd or 8 g/kWh, for the years 2021 to 2025.</p>	<p>42. (1) La personne responsable de moteurs appartenant à son groupe qui choisit de se conformer au présent paragraphe veille à ce que la moyenne annuelle de l'intensité d'émission — pour chaque année subséquente à l'année 2020 suivant le choix — de chacun des sous-groupes créés aux termes de l'article 46 n'excède pas celle des limites ci-après qui s'applique :</p> <p>a) 210 ppmvs ou 4 g/kWh, pour les années postérieures à 2025;</p> <p>b) 421 ppmvs ou 8 g/kWh, pour les années 2021 à 2025.</p>	Moteur d'origine — moyenne annuelle
Election	<p>(2) The responsible person must — by the October 31 immediately before the first year in respect of which the applicable limit in paragraph (1)(a) or (b) is to apply — make the election by sending, for each subgroup established under section 46, the following information to the Minister for inclusion in the engine registry:</p> <p>(a) the serial number of each original engine, replacement unit and modern replacement engine belonging to the subgroup; and</p> <p>(b) the emission-value assigned, under section 47, to each original engine, replacement unit and modern replacement engine belonging to the subgroup.</p>	<p>(2) La personne responsable exerce son choix, au plus tard le 31 octobre précédant la première année à l'égard de laquelle s'applique la limite prévue aux alinéas (1)a) ou b), en envoyant au ministre les renseignements ci-après, pour chaque sous-groupe créé aux termes de l'article 46, pour qu'ils soient versés au registre des moteurs :</p> <p>a) le numéro de série de tout moteur d'origine, unité de remplacement et moteur moderne de remplacement qui y appartiennent;</p> <p>b) la valeur d'émission attribuée, aux termes de l'article 47, à tout moteur d'origine, unité de remplacement et moteur moderne de remplacement qui y appartiennent.</p>	Choix

Non-application of section 40 or 41

(3) As of that first year, sections 40 and 41 do not apply in respect of the engines that are in their group.

(3) À compter de la première année visée par le choix, les articles 40 et 41 ne s'appliquent pas à l'égard des moteurs appartenant au groupe.

Non-application des articles 40 et 41

Yearly average emission-intensity

(4) The yearly average emission-intensity of a subgroup for the year in question is determined — using the same units, ppmvd or g/kWh, for the assigned emission-value in respect of each original engine, replacement unit or modern replacement engine belonging to the subgroup — by using the formula

$$\frac{\sum_i \sum_j (E_{ij} \times P_i \times H_{ij})}{\sum_i \sum_j (P_i \times H_{ij})}$$

where

E_{ij} is the j^{th} emission-value assigned under section 47 to the i^{th} engine or replacement unit belonging to the subgroup;

P_i is the rated brake power, expressed in kW, of the i^{th} engine or replacement unit belonging to the subgroup;

H_{ij} is the number of hours during the year in question that the i^{th} engine or replacement unit operated while belonging to the subgroup and having an assigned emission-value E_{ij} ;

i is the i^{th} engine or replacement unit belonging to the subgroup, where i goes from 1 to m and where m is the number of those engines and replacement units in the subgroup; and

j is the j^{th} assignment under section 47 of an emission-value to the i^{th} engine or replacement unit belonging to the subgroup, where j goes from 1 to n and where n is the number of assignments of emission-values under section 47 to that engine or replacement unit during the year.

(4) La moyenne annuelle de l'intensité d'émission pour une année donnée d'un sous-groupe est déterminée — avec la même unité de mesure, ppmvs ou g/kWh, que celle de la valeur d'émission attribuée à chaque moteur d'origine, unité de remplacement ou moteur moderne de remplacement appartenant au sous-groupe — selon la formule suivante :

$$\frac{\sum_i \sum_j (E_{ij} \times P_i \times H_{ij})}{\sum_i \sum_j (P_i \times H_{ij})}$$

où :

E_{ij} représente la j^{e} valeur d'émission attribuée en application de l'article 47 au i^{e} moteur ou unité de remplacement appartenant au sous-groupe;

P_i la puissance au frein nominale, exprimée en kW, du i^{e} moteur ou unité de remplacement appartenant au sous-groupe;

H_{ij} le nombre d'heures, au cours de l'année en cause, pendant lesquelles le i^{e} moteur ou unité de remplacement a fonctionné alors qu'il appartenait au sous-groupe et qu'il avait une valeur d'émission attribuée E_{ij} ;

i le i^{e} moteur ou unité de remplacement appartenant au sous-groupe, i allant de 1 à m , où m représente le nombre de ces moteurs et unités de remplacement appartenant au sous-groupe;

j la j^{e} attribution d'une valeur d'émission en application de l'article 47 au i^{e} moteur ou unité de remplacement appartenant au sous-groupe, j allant de 1 à n , où n représente le nombre d'attributions d'une valeur d'émission en application de cet article à ce moteur ou à cette unité de remplacement pendant l'année.

Moyenne annuelle de l'intensité d'émission

Number of hours

(5) The number of hours referred to in the description of H_{ij} in subsection (4) is to be determined by adding the following, as applicable:

(a) the absolute difference between the first and last readings taken under section 56 during the year in question while the i^{th} engine or replacement unit operated having an assigned emission-value E_{ij} ;

(b) subject to subsection (6), the number of hours of operation in the year in question before the first of those two readings, determined by using the formula

$$\frac{(R_{1(y)} - R_{2(y-1)}) \times d_{R1(y)}}{(d_{R1(y)} + d_{R2(y-1)})}$$

where

$R_{1(y)}$ is the first of the readings taken under section 56 in the year in question, while the i^{th} engine or replacement unit operated having an assigned emission-value E_{ij} ;

$R_{2(y-1)}$ is the last of the readings taken under section 56 in the year previous to the year in question, while the i^{th} engine or replacement unit operated having an assigned emission-value E_{ij} ;

$d_{R1(y)}$ is the number of days in the given year before that first reading, and

(5) Le nombre d'heures mentionnées à l'élément H_{ij} de la formule prévue au paragraphe (4) est déterminé par addition, le cas échéant, de ce qui suit :

a) la différence absolue entre la première et la dernière lectures prises en application de l'article 56 durant l'année en cause où l' i^{e} moteur ou unité de remplacement fonctionne avec la valeur d'émission attribuée E_{ij} ;

b) sous réserve du paragraphe (6), le nombre d'heures de fonctionnement durant l'année en cause, avant la première lecture, déterminé selon la formule suivante :

$$\frac{(L_{1(a)} - L_{2(a-1)}) \times J_{L1(a)}}{(J_{L1(a)} + J_{L2(a-1)})}$$

où :

$L_{1(a)}$ représente la première lecture de cette année, prise en application de l'article 56, où l' i^{e} moteur ou unité de remplacement fonctionne avec la valeur d'émission attribuée E_{ij} ;

$L_{2(a-1)}$ la dernière lecture de l'année précédant cette année, prise en application de l'article 56, où l' i^{e} moteur ou unité de remplacement fonctionne avec la valeur d'émission attribuée E_{ij} ;

$J_{L1(a)}$ le nombre de jours dans l'année en cause, avant cette première lecture,

Nombre d'heures

	<p>$d_{R2(y-1)}$ is the number of days in the previous year after that last reading; and</p> <p>(c) the number of hours of operation in the year in question after the last of the two readings referred to in paragraph (a), determined by using the formula</p> $(R_{2(y)} - R_{1(y+1)}) \times d_{R2(y)} / (d_{R2(y)} + d_{R1(y+1)})$ <p>where</p> <p>$R_{2(y)}$ is the last of the readings taken under section 56 in the year in question, while the i^{th} engine or replacement unit operated having an assigned emission-value E_{ij},</p> <p>$R_{1(y+1)}$ is the first of the readings taken under section 56 in the year that follows the year in question, while the i^{th} engine or replacement unit operated having an assigned emission-value E_{ij},</p> <p>$d_{R2(y)}$ is the number of days in the year in question after that last reading, and</p> <p>$d_{R1(y+1)}$ is the number of days in the following year before that first reading.</p>	<p>$J_{L2(a-1)}$ le nombre de jours dans l'année précédente à la suite de cette dernière lecture;</p> <p>c) le nombre d'heures de fonctionnement durant l'année en cause, après la dernière lecture visée à l'alinéa a), déterminé selon la formule suivante :</p> $(L_{2(a)} - L_{1(a+1)}) \times J_{L2(a)} / (J_{L2(a)} + J_{L1(a+1)})$ <p>où :</p> <p>$L_{2(a)}$ représente la dernière lecture de cette année, prise en application de l'article 56, où l'i^{e} moteur ou unité de remplacement fonctionne avec la valeur d'émission attribuée E_{ij},</p> <p>$L_{1(a+1)}$ la première lecture de l'année qui suit cette année, prise en application de l'article 56, alors que l'i^{e} moteur ou unité de remplacement fonctionne avec la valeur d'émission attribuée E_{ij},</p> <p>$J_{L2(a)}$ le nombre de jours dans cette année après la dernière lecture,</p> <p>$J_{L1(a+1)}$ le nombre de jours dans l'année suivant cette année avant cette première lecture.</p>	
Estimate in first year	<p>(6) For the first year in respect of which the applicable limit in paragraph (1)(a) or (b) applies and for the period before the first reading taken under section 56 in that year, the responsible person must estimate the number of hours of operation while the i^{th} engine or replacement unit operated having an assigned emission-value E_{ij}. The responsible person must make a record that sets out the basis for the estimate, along with a justification of its accuracy.</p>	<p>(6) Pour la première année à l'égard de laquelle la limite applicable prévue aux alinéas (1)a) ou b) s'applique, la personne responsable évalue le nombre d'heures de fonctionnement — où l'i^{e} moteur ou unité de remplacement fonctionne à une valeur d'émission attribuée E_{ij} — avant la première lecture prise dans cette année en application de l'article 56. Elle verse dans un dossier les fondements de son évaluation ainsi que les raisons pour lesquelles cette évaluation est correcte.</p>	Évaluation dans la première année
Cancellation	<p>(7) A responsible person may cancel their election by sending the Minister, by October 31 of a year, a notice of cancellation that provides that information for inclusion in the engine registry. As of the year that begins following the notification, the limit in paragraph (1)(a) or (b) that was applicable ceases to apply and sections 40 and 41 apply to the responsible person in respect of the engines in their group.</p>	<p>(7) La personne responsable peut annuler son choix en envoyant au ministre, au plus tard le 31 octobre d'une année, un avis d'annulation pour qu'il soit versé au registre des moteurs. À compter de l'année suivant l'envoi de cet avis, la limite en cause prévue aux alinéas (1)a) ou b) cesse de s'appliquer et les articles 40 et 41 s'appliquent à la personne responsable à l'égard des moteurs de son groupe.</p>	Annulation du choix
Revocation	<p>(8) The election of a responsible person who is convicted of an offence under the Act in respect of these Regulations is revoked as of the year that begins 36 months following their conviction. As of that year,</p> <p>(a) the limit in paragraphs (1)(a) and (b) that was applicable ceases to apply;</p> <p>(b) sections 40 and 41 apply to the responsible person in respect of the engines in their group; and</p> <p>(c) the responsible person is not permitted to make an election under subsection (2).</p>	<p>(8) Le choix de la personne responsable est révoqué à compter de l'année qui commence trente-six mois après le verdict de culpabilité à une infraction à la Loi pour non-conformité au présent règlement. À compter de cette année :</p> <p>a) la limite en cause prévue aux alinéas (1)a) ou b) cesse de s'appliquer;</p> <p>b) les articles 40 et 41 s'appliquent à la personne responsable eu égard aux moteurs dans son groupe;</p> <p>c) la personne responsable ne peut effectuer le choix prévu au paragraphe (2).</p>	Révocation du choix
Replacement units	<p>43. (1) One or more original engines that cease to belong to a responsible person's group may, within 12 months after the day on which that cessation takes effect, be replaced by an eligible replacement unit.</p>	<p>43. (1) Tout moteur d'origine qui n'appartient plus au groupe de la personne responsable peut être remplacé, dans les douze mois suivant le jour où il cesse d'y appartenir, par une unité de remplacement admissible.</p>	Unités de remplacement
Eligible replacement units	<p>(2) Each of the following is an eligible replacement unit:</p> <p>(a) an electric motor; and</p>	<p>(2) Sont des unités de remplacement admissibles :</p> <p>a) le moteur électrique;</p> <p>b) la turbine équipée d'une technologie anti-pollution qui fait en sorte qu'elle respecte celle</p>	Type d'unités de remplacement admissibles

	<p>(b) a turbine that is equipped with an emission control system that ensures that its emission-intensity does not exceed the following limits, as applicable:</p> <p>(i) 100 ppmvd or 1.8 g/kWh, for a turbine having a rated brake power of less than 3 MW,</p> <p>(ii) 42 ppmvd or 0.9 g/kWh, for a turbine having a rated brake power of greater than or equal to 3 MW and less than or equal to 20 MW, and</p> <p>(iii) 25 ppmvd or 0.5 g/kWh, for a turbine having a rated brake power of greater than 20 MW.</p>	<p>des limites d'intensité d'émission ci-après qui s'applique :</p> <p>(i) 100 ppmvs ou 1,8 g/kWh, pour la turbine ayant une puissance au frein nominale de moins de 3 MW,</p> <p>(ii) 42 ppmvs ou 0,9 g/kWh, pour la turbine ayant une puissance au frein nominale d'au moins 3 MW et d'au plus 20 MW,</p> <p>(iii) 25 ppmvs ou 0,5 g/kWh, pour la turbine ayant une puissance au frein nominale de plus de 20 MW.</p>	
Modern replacement engines	<p>44. One or more original engines that cease to belong to a responsible person's group may, within 12 months after the day on which that cessation takes effect, be replaced by one or more modern replacement engines that together have a total rated brake power that is less than or equal to the total rated brake power of the original engine or engines to be replaced.</p>	<p>44. Tout moteur d'origine qui n'appartient plus au groupe de la personne responsable peut être remplacé, dans les douze mois suivant le jour où il cesse d'en faire partie, par un ou plusieurs moteurs modernes de remplacement dont la puissance au frein nominale combinée n'est pas supérieure à la puissance au frein nominale du moteur d'origine remplacé.</p>	Moteurs modernes de remplacement
When replacement occurs	<p>45. (1) The replacement takes effect on the day on which the responsible person sends to the Minister the following information for inclusion in the engine registry:</p> <p>(a) the date of the replacement;</p> <p>(b) the serial number of the engine being replaced; and</p> <p>(c) the information set out in Schedule 5 for inclusion in the engine registry in respect of</p> <p>(i) the engine being replaced and of the replacement unit or modern replacement engines, if the replacement occurs before January 1, 2018, and</p> <p>(ii) the replacement unit or modern replacement engines, if the replacement occurs on or after January 1, 2018.</p>	<p>45. (1) Le remplacement prend effet le jour où la personne responsable envoie au ministre les renseignements ci-après pour qu'ils soient versés au registre des moteurs :</p> <p>a) la date du remplacement;</p> <p>b) le numéro de série du moteur remplacé;</p> <p>c) les renseignements mentionnés à l'annexe 5 à verser au registre des moteurs relatifs à ce qui suit :</p> <p>(i) le moteur remplacé et l'unité de remplacement ou le moteur moderne de remplacement, si le remplacement a lieu avant le 1^{er} janvier 2018,</p> <p>(ii) l'unité de remplacement ou le moteur moderne de remplacement, si le remplacement a lieu le 1^{er} janvier 2018 ou à une date ultérieure.</p>	Moment du remplacement
When information sent	<p>(2) The information must be sent within the 12-month period referred to in subsection 43(1) or section 44.</p>	<p>(2) Les renseignements sont envoyés au cours de la période de douze mois mentionnée au paragraphe 43(1) ou à l'article 44.</p>	Avis donné
Reintroduction of replaced engines	<p>(3) An original engine that has been replaced under section 43 or 44 may be reintroduced into the responsible person's group if, as the case may be,</p> <p>(a) the replacement unit that replaced it is removed from the group; or</p> <p>(b) from among the modern replacement engine or engines that replaced it, modern replacement engines — having a total rated brake power that is equal to or greater than the rated brake power of the original engine — are removed from the group.</p>	<p>(3) Le moteur d'origine remplacé en application des articles 43 ou 44 peut être réintégré au groupe si l'une des conditions ci-après est remplie :</p> <p>a) l'unité de remplacement en cause est retirée du groupe;</p> <p>b) parmi les moteurs modernes de remplacement l'ayant remplacé, des moteurs modernes de remplacement totalisant une puissance au frein nominale équivalant au moins à celle du moteur d'origine sont retirés du groupe.</p>	Réintroduction de moteurs remplacés
Designation of subgroups	<p>46. (1) On making the election referred to in subsection 42(2), the responsible person must establish their subgroups by designating the original engines, replacement units and modern replacement engines that are to belong to each subgroup and by recording each of their serial numbers and the date of the designation.</p>	<p>46. (1) La personne responsable, lorsqu'elle effectue le choix mentionné au paragraphe 42(2), crée des sous-groupes en désignant des moteurs d'origine, des unités de remplacement et des moteurs modernes de remplacement et en consignait dans un dossier leur numéro de série et la date de la désignation.</p>	Désignation des sous-groupes
Engines in subgroups	<p>(2) Every original engine, replacement unit and modern replacement engine belonging to a group must be included in exactly one subgroup.</p>	<p>(2) Le moteur d'origine, l'unité de remplacement ou le moteur moderne de remplacement qui appartient à un groupe ne peut faire partie que d'un seul sous-groupe.</p>	Moteur dans le sous-groupe

Engine registry	(3) For each subgroup, the responsible person must, by July 1 of the year that follows the designation, send to the Minister for inclusion in the engine registry the serial number of each original engine, replacement unit and modern replacement engine that belongs to it, along with the date of the designation.	(3) La personne responsable envoie au ministre — à verser au registre des moteurs —, au plus tard le 1 ^{er} juillet de l'année suivant la désignation, le numéro de série de chacun des moteurs d'origine, unités de remplacement et moteurs modernes de remplacement appartenant à chaque sous-groupe ainsi que la date de la désignation.	Registre des moteurs
Change of subgroups	(4) The number of subgroups or their composition may be changed by recording the updated information, including the date of the change.	(4) Le nombre et la composition des sous-groupes peuvent être changés par consignation dans un dossier des renseignements en cause, y compris la date des changements.	Changement de sous-groupe
Assignment of emission-value for NO _x	47. (1) A responsible person for a group must assign an emission-value for NO _x , expressed in ppmvd or g/kWh, as applicable, to each original engine, replacement unit or modern replacement engine belonging to each subgroup.	47. (1) La personne responsable d'un groupe attribue une valeur d'émission de NO _x , exprimée en ppmvs ou g/kWh, selon ce qui s'applique, au moteur d'origine, à l'unité de remplacement ou au moteur moderne de remplacement appartenant à un sous-groupe.	Attribution d'une valeur d'émission de NO _x
Different emission-values	(2) If the responsible person assigns an emission-value to an engine that is different from the default emission-value for the engine, the responsible person must ensure that the emission-intensity of the engine, as determined in accordance with sections 48 to 52, is less than or equal to its assigned emission-value.	(2) La personne responsable attribuant une valeur d'émission différente de la valeur d'émission par défaut d'un moteur veille à ce que son intensité d'émission, déterminée en conformité avec les articles 48 à 52, ne soit pas supérieure à la valeur d'émission attribuée.	Valeur d'émission différente
Replacement units	(3) The responsible person must assign the default emission-value to a replacement unit, expressed in the units, ppmvd or g/kWh, applicable to the subgroup to which it belongs.	(3) La personne responsable attribue la valeur d'émission par défaut à l'unité de remplacement en fonction de l'unité de mesure, exprimée en ppmvs ou g/kWh, applicable au sous-groupe auquel appartient l'unité.	Unités de remplacement
Default emission-intensities	(4) The default emission-value is (a) for an original two-stroke lean-burn engine, 841 ppmvd or 16 g/kWh; (b) for an original four-stroke lean-burn engine with an excess oxygen content in the exhaust gas, without dilution, when the engine is operating at a steady-state that is greater than or equal to seven percent, 210 ppmvd or 4g/kWh; (c) for an original four-stroke lean-burn engine with an excess oxygen content in the exhaust gas, without dilution, less than seven percent, 710 ppmvd or 13.5g/kWh; (d) for an original four-stroke rich-burn engine, 1262 ppmvd or 24 g/kWh; (e) for a modern replacement engine, 210 ppmvd or 2.7 g/kWh; (f) for a replacement unit that is an electric motor, 0 ppmvd or 0 g/kWh; and (g) for a replacement unit that is a turbine having a rated brake power of (i) less than 3 MW, 100 ppmvd or 1.8 g/kWh, (ii) greater than or equal to 3 MW and less than or equal to 20 MW, 42 ppmvd or 0.9 g/kWh, and (iii) greater than 20 MW, 25 ppmvd or 0.5 g/kWh.	(4) La valeur d'émission par défaut est : a) pour le moteur d'origine à deux temps à mélange pauvre, 841 ppmvs ou 16 g/kWh; b) pour le moteur d'origine à quatre temps à mélange pauvre dont la teneur en oxygène en excès dans les gaz d'échappement, sans dilution pendant que le moteur fonctionne à l'état stable, est d'au moins 7 %, 210 ppmvs ou 4 g/kWh; c) pour le moteur d'origine à quatre temps à mélange pauvre dont la teneur en oxygène en excès dans les gaz d'échappement, sans dilution, est inférieure à 7 %, 710 ppmvs ou 13,5 g/kWh; d) pour le moteur d'origine à quatre temps à mélange riche, 1262 ppmvs ou 24 g/kWh; e) pour le moteur moderne de remplacement, 210 ppmvs ou 2,7 g/kWh; f) pour l'unité de remplacement qui est un moteur électrique, 0 ppmvs ou 0 g/kWh; g) pour l'unité de remplacement qui est une turbine : (i) une turbine ayant une puissance au frein nominale de moins de 3 MW, 100 ppmvs ou 1,8 g/kWh, (ii) une turbine ayant une puissance au frein nominale d'au moins 3 MW et d'au plus 20 MW, 42 ppmvs ou 0,9 g/kWh, (iii) une turbine ayant une puissance au frein nominale de plus de 20 MW, 25 ppmvs ou 0,5 g/kWh.	Intensité d'émission par défaut
Change of assignment	(5) A responsible person is permitted to change an assigned emission-value for an engine. The change takes effect on the day on which the responsible person sends the changed assignment to the Minister for inclusion in the engine registry.	(5) La personne responsable peut modifier la valeur d'émission attribuée au moteur. La valeur d'émission modifiée prend effet le jour où la modification est envoyée au ministre pour être versée au registre des moteurs.	Modification de l'attribution

DETERMINATION OF EMISSION-INTENSITY

DÉTERMINATION DE L'INTENSITÉ DES ÉMISSIONS

Performance tests	48. (1) A performance test consists of three consecutive test-runs, conducted within 48 hours, of at least 30 minutes each.	48. (1) L'essai de rendement est constitué de trois rondes d'essai consécutives d'une durée d'au moins trente minutes chacune, effectuées au cours d'une période de quarante-huit heures.	Essai de rendement
Conditions for test-runs	(2) Each test-run must be conducted while the engine is operating (a) at the lower of (i) 90% or more of its rated brake power, and (ii) its highest achievable brake power for the operating conditions during the test-run; and (b) at a steady-state.	(2) Les rondes d'essai sont effectuées pendant que le moteur fonctionne dans les conditions suivantes : a) il fonctionne à la plus faible des puissances suivantes : (i) 90 % ou plus de sa puissance au frein nominale, (ii) la plus forte puissance au frein réalisable dans les conditions de fonctionnement pendant l'essai; b) il fonctionne à l'état stable.	Conditions pour les rondes d'essai
Sampling ports	49. (1) The sampling port and the number of traverse points in the exhaust manifold for each test-run is to be determined using (a) EPA method 1 or EPA method 1A, or both; or (b) ASTM D6522-11.	49. (1) Le point d'échantillonnage et le nombre de points de prélèvement dans le tuyau d'échappement pour chaque ronde d'essai sont déterminés selon celle des méthodes ci-après : a) la méthode 1 de l'EPA ou la méthode 1A de l'EPA, ou les deux méthodes; b) la méthode ASTM D6522-11.	Points d'échantillonnage
Original engines without sampling port	(2) If an original engine does not have a sampling port that complies with that subsection, each test-run to determine the emission-intensity of the engine is to be conducted using a single traverse point in the exhaust manifold and the results of the test-run are to be expressed in ppmvd.	(2) Si le moteur d'origine n'a pas de point d'échantillonnage conforme à ce paragraphe, les rondes d'essai visant à déterminer l'intensité d'émission sont effectuées à un seul point de prélèvement dans le tuyau d'échappement et les résultats de ces rondes d'essai sont exprimés en ppmvs.	Moteur d'origine sans point d'échantillonnage
After-treatment control devices	(3) If an after-treatment control device is used, the sampling port is to be located downstream of the device.	(3) Le point d'échantillonnage est situé en aval du système de post-traitement lorsqu'un tel dispositif est utilisé.	Système de post-traitement
Concentration of NO _x	50. (1) The concentration of NO _x in the engine's exhaust gas is to be determined in accordance with (a) EPA Method 7; (b) EPA Method 7A; (c) EPA Method 7C; (d) EPA Method 7E; (e) EPA Method 320; (f) ASTM D6348-12; or (g) ASTM D6522-11.	50. (1) La concentration en NO _x dans les gaz d'échappement du moteur est déterminée selon l'une des méthodes suivantes : a) la méthode 7 de l'EPA; b) la méthode 7A de l'EPA; c) la méthode 7C de l'EPA; d) la méthode 7E de l'EPA; e) la méthode 320 de l'EPA; f) la méthode ASTM D6348-12; g) la méthode ASTM D6522-11.	Émission de NO _x
Concentration of O ₂	(2) The concentration of O ₂ in the engine's exhaust gas is to be determined in accordance with (a) EPA Method 3; (b) EPA Method 3A; (c) EPA Method 3B; (d) ASTM D6522-11; or (e) the method entitled <i>Flue and Exhaust Gas Analyses</i> published by the American Society of Mechanical Engineers and cited as ASME PTC 19.10-1981.	(2) La concentration en O ₂ dans les gaz d'échappement du moteur est déterminée selon l'une des méthodes suivantes : a) la méthode 3 de l'EPA; b) la méthode 3A de l'EPA; c) la méthode 3B de l'EPA; d) la méthode ASTM D6522-11; e) la méthode intitulée <i>Flue and Exhaust Gas Analyses</i> , publiée par l' <i>American Society of Mechanical Engineers</i> et citée comme ASME PTC 19.10-1981.	Concentration en O ₂
Simultaneous measurement	(3) During each test-run, the concentration of NO _x in the engine's exhaust gas, the concentration of O ₂ in the engine's exhaust gas and — if that concentration of NO _x is not measured on a dry basis or if the emission-intensity is expressed in g/kWh — the moisture content in the engine's exhaust gas must be measured simultaneously at the same traverse point in the exhaust manifold.	(3) Lors des rondes d'essai, la concentration en NO _x , la concentration en O ₂ et, si la concentration en NO _x n'est pas mesurée sur une base sèche ou si l'intensité d'émission est exprimée en g/kWh, la teneur en eau volumique des gaz d'échappement du moteur sont mesurées simultanément au même point de prélèvement dans le tuyau d'échappement.	Mesure simultanée

Volumetric flow rate	(4) The volumetric flow rate of the engine's exhaust gas, if the responsible person chose to express its emission-intensity in g/kWh under section 53, must be determined in accordance with EPA Method 2 or EPA Method 19, expressed in m ³ /hr, at 25°C and 101.325 kPa.	(4) Le débit volumique des gaz d'échappement du moteur, exprimé en m ³ /h à 25 °C et à 101,325 kPa, est déterminé selon la méthode 2 de l'EPA ou la méthode 19 de l'EPA, si la personne responsable choisit d'exprimer l'intensité d'émission en g/kWh aux termes de l'article 53.	Débit volumique
ppmvd	51. (1) The emission-intensity, if expressed in ppmvd, for each test-run of an engine is determined in accordance by using the formula $5.9E/(20.9 - \%O_2)$	51. (1) L'intensité d'émission, si elle est exprimée en ppmvs, pour chaque ronde d'essai du moteur est déterminée selon la formule suivante : $5,9E/(20,9 - \%O_2)$	ppmvs
	where E is the concentration of NO _x , as determined in accordance with subsection 50(1), in the engine's exhaust gas in parts per million by volume measured on a dry basis at a given percentage of oxygen (%O ₂); and %O ₂ is the number that represents the percentage of oxygen, on a dry volumetric basis, in the engine's exhaust gas, based on the concentration of O ₂ determined in accordance with subsection 50(2).	où : E représente la concentration en NO _x , déterminée en conformité avec le paragraphe 50(1), en parties par million par volume mesurée sur une base sèche des gaz d'échappement du moteur à un pourcentage d'oxygène donné (%O ₂); %O ₂ la valeur représentant le pourcentage volumique d'oxygène sur une base sèche dans les gaz d'échappement du moteur, le pourcentage étant calculé à partir de la concentration en oxygène déterminée en conformité avec le paragraphe 50(2).	
g/kWh	(2) The emission-intensity, if expressed in g/kWh, for each test-run of an engine is determined by using the formula $(1.88 \times 10^{-3} \times E \times R \times T)/BW$	(2) L'intensité d'émission, si elle est exprimée en g/kWh, pour chaque ronde d'essai du moteur est déterminée selon la formule suivante : $(1,88 \times 10^{-3} \times E \times D \times T)/TF$	g/kWh
	where E is the concentration of NO _x , as determined in accordance with subsection 50(1), in the engine's exhaust gas in parts per million by volume measured on a dry basis at a given percentage of oxygen (%O ₂); R is the dry volumetric flow rate of the engine's exhaust gas, determined in accordance with subsection 50(4); T is the duration of the test-run, expressed in hours to two decimal places; and BW is the brake work of the engine during the test-run, expressed in kWh.	où : E représente la concentration en NO _x , déterminée en conformité avec le paragraphe 50(1), en parties par million par volume mesurée sur une base sèche des gaz d'échappement du moteur à un pourcentage d'oxygène donné (%O ₂); D le débit volumique, sur une base sèche, des gaz d'échappement du moteur, déterminé en conformité avec le paragraphe 50(4); T la durée de la ronde d'essai, exprimée en heures arrêtees à la deuxième décimale. TF le travail au frein du moteur durant la ronde d'essai, exprimé en kWh.	
Emission-intensity average	52. The average of the emission-intensity results for each of the three test-runs determines the emission-intensity of the engine.	52. L'intensité d'émission du moteur correspond à la moyenne des résultats pour l'intensité d'émission des trois rondes d'essai.	Moyenne de l'intensité d'émission
Initial performance test	53. (1) A responsible person for the following regular-use engines must conduct an initial performance test to determine the engines' emission-intensity, expressed at their option in ppmvd or g/kWh: (a) within the first year of its operation, in the case of a modern engine; (b) within the first year of the application of section 41, in the case of a rich-burn original engine that belongs to the subset referred to in subsection 41(1); (c) within the first year of the application of section 40, in the case of a rich-burn original engine other than one referred to in paragraph (b); and (d) within the first year after each assignment of an emission-value to the engine that is different from the default emission-value for the engine.	53. (1) La personne responsable du moteur à utilisation régulière ci-après effectue un essai de rendement initial pour en déterminer l'intensité d'émission, exprimée en ppmvs ou en g/kWh à son choix, dans les délais suivants : a) au cours de sa première année de fonctionnement, dans le cas du moteur moderne; b) au cours de la première année où l'article 41 s'applique, dans le cas du moteur d'origine à mélange riche appartenant au sous-ensemble mentionné au paragraphe 41(1); c) au cours de la première année où l'article 40 s'applique, dans le cas du moteur d'origine à mélange riche non visé par l'alinéa b); d) au cours de la première année suivant toute attribution à ce moteur d'une valeur d'émission différente de celle par défaut pour ce moteur.	Essai de rendement initial

Subsequent performance tests

(2) A responsible person for a regular-use engine with a rated brake power of greater than or equal to 375 kW for which an initial performance test has been conducted must conduct subsequent performance tests to determine its emission-intensity, expressed at their option in ppmvd or g/kWh, at the following frequency:

- (a) by the earlier of 17 520 hours of operation and 36 months since its previous performance test, for a lean-burn engine; and
- (b) by the earlier of 4 380 hours of operation and nine months since its previous performance test, for a rich-burn engine.

DETERMINATION OF O₂ CONCENTRATION

Lean burn engines

54. A responsible person for the following regular-use engines must, once a year but at least six months after a previous determination, determine the percentage of oxygen, on a dry volumetric basis, in the engine's exhaust gas, without dilution:

- (a) modern lean-burn engines with a rated brake power greater than or equal to 375 kW;
- (b) original lean-burn engines that are subject to an emission-intensity limit under section 40 or 41; and
- (c) original four-stroke lean-burn engines for which the default emission-intensity referred to in paragraph 47(4)(b) or (c) has been assigned under subsection 47(1).

OPERATION AND MAINTENANCE

Hours of operation — measurement

55. A responsible person for any of the following engines and replacement units must, on a continuous basis, measure the number of hours it operates by means of a non-resettable hour meter or another non-resettable device:

- (a) an original engine, replacement unit or modern replacement engine that belongs to a group for which the responsible person made an election under subsection 42(2); and
- (b) a low-use engine.

Hours of operation — election under subsection 42(2)

56. (1) A responsible person who makes an election under subsection 42(2) must take a reading of the non-resettable hour meter or other non-resettable device for an original engine, replacement unit or modern replacement engine that belongs to their group within 48 hours after

- (a) a change is made to the emission-value assigned, under section 47, to the engine;
- (b) the engine or replacement unit is added to a subgroup; and
- (c) the engine or replacement unit ceases to belong to the group.

Two readings per year

(2) The responsible person must, during each year, take two readings, at least six months apart,

(2) La personne responsable du moteur à utilisation régulière ayant une puissance au frein nominale d'au moins 375 kW qui a déjà subi un essai de rendement initial effectuée des essais de rendement subséquents, selon l'intervalle ci-après, pour en déterminer l'intensité d'émission, exprimée en ppmvs ou en g/kWh à son choix :

- a) 17 520 heures de fonctionnement ou trente-six mois, suivant l'essai de rendement précédant, pour un moteur à mélange pauvre, avant la première de ces éventualités à survenir;
- b) 4 380 heures de fonctionnement ou neuf mois, suivant l'essai de rendement précédant, pour un moteur à mélange riche, avant la première de ces éventualités à survenir.

Essai de rendement subséquent

DÉTERMINATION DE LA CONCENTRATION EN OXYGÈNE

54. La personne responsable des moteurs à mélange pauvre à utilisation régulière ci-après détermine, une fois par année et au moins six mois après la détermination précédente, le pourcentage volumique en oxygène, sur une base sèche, dans les gaz d'échappement de ces moteurs, sans dilution :

- a) le moteur moderne ayant une puissance au frein nominale d'au moins 375 kW;
- b) le moteur d'origine assujéti à la limite d'intensité d'émission prévue aux articles 40 ou 41;
- c) le moteur d'origine à quatre temps ayant l'intensité d'émission par défaut mentionnée aux alinéas 47(4)b) ou c) et assignée en application du paragraphe 47(1).

Moteur à mélange pauvre

FONCTIONNEMENT ET ENTRETIEN

55. La personne responsable des moteurs ou unités de remplacement ci-après mesure en continu le nombre d'heures de fonctionnement au moyen d'un compteur horaire ou d'un autre appareil ne pouvant être remis à zéro :

- a) le moteur d'origine, l'unité de remplacement ou le moteur de remplacement moderne appartenant à un groupe pour lequel la personne responsable a fait un choix en application du paragraphe 42(2);
- b) le moteur à faible utilisation.

Heures de fonctionnement — mesure

56. (1) La personne responsable exerçant un choix en application du paragraphe 42(2) prend, pour le moteur d'origine, l'unité de remplacement ou le moteur de remplacement moderne appartenant à son groupe une lecture du compteur horaire ou d'un autre appareil ne pouvant être remis à zéro dans un délai de quarante-huit heures suivant :

- a) le moment où est modifiée la valeur d'émission attribuée au moteur aux termes de l'article 47;
- b) le moment où le moteur ou l'unité de remplacement est ajouté à un sous-groupe;
- c) le moment où le moteur ou l'unité de remplacement cesse d'appartenir au groupe.

Heures de fonctionnement — choix visé au paragraphe 42(2)

(2) La personne responsable effectuée, au cours de chaque année, deux lectures du compteur horaire ou

Deux lectures par année

of the non-resettable hour meter or other non-resettable device for each original engine, replacement unit or modern replacement engine that belongs to their group.

Hours of operation — readings for low-use engines

57. A responsible person for a low-use engine must take a reading of the non-resettable hour meter or other non-resettable device for the engine,

(a) for the initial reading, as the case may be,

(i) in January of the year referred to in paragraph 36(2)(a), or

(ii) on the day referred to in paragraph 36(2)(b);

(b) for the second reading, as the case may be, in December of the year

(i) referred to in subparagraph (a)(i), or

(ii) in which the day described in subparagraph (a)(ii) occurred; and

(c) for subsequent readings, in every subsequent January and December from then on.

Operation and maintenance

58. (1) Subject to subsection (2), a responsible person for an engine — other than an original engine that has been assigned its default emission-value under subsection 47(1) — must comply with the operation and maintenance recommendations of the manufacturer for the following systems and components related to the engine, as applicable:

(a) the ignition system, including spark plugs;

(b) the air/fuel ratio management system;

(c) the NO_x, O₂ and lambda sensors;

(d) the oil and oil filters;

(e) the intake air filtration system; and

(f) the after-treatment control device.

(2) The responsible person is not required to comply with all of those recommendations when they expect, based on their evaluation, that without that compliance the emission-intensity of the engine will not exceed, as applicable, the following:

(a) the emission-value assigned to the engine under subsection 47(1), if the responsible person has made an election referred to in subsection 42(2) that remains in effect and that assigned emission-value is different from its default emission-value;

(b) the applicable emission-intensity limit under section 38 or 40;

(c) for an engine that belongs to the subset referred to in subsection 41(1), the applicable emission-intensity limit under that subsection; and

(d) for an engine referred to in subsection 39(1) that has not, as of January 1, 2021, been designated as belonging to any responsible person's group, the applicable emission-intensity limit under subsection 39(2).

Air/fuel ratio

59. A responsible person for an engine referred to in subsection 58(1) must verify, maintain and adjust the air/fuel ratio of the engine so as to ensure that its emission-intensity, during the diverse ambient conditions anticipated during a year, does not exceed, as applicable, the following:

(a) the emission-value assigned to the engine under subsection 47(1), if the responsible person has made an election referred to in

de l'autre appareil ne pouvant être remis à zéro, à au moins six mois d'intervalle, pour chaque moteur d'origine, unité de remplacement ou moteur de remplacement moderne appartenant à son groupe.

57. La personne responsable pour le moteur à faible utilisation prend une lecture du compteur horaire ou de l'autre appareil ne pouvant être remis à zéro aux dates suivantes :

a) pour la lecture initiale, selon le cas :

(i) au cours du mois de janvier de l'année mentionnée à l'alinéa 36(2)a),

(ii) le jour mentionné à l'alinéa 36(2)b);

b) pour la deuxième lecture, au cours du mois de décembre, selon le cas :

(i) de l'année mentionnée au sous-alinéa a)(i),

(ii) de l'année en cours le jour visé au sous-alinéa a)(ii);

c) pour les lectures subséquentes, au cours de chaque mois de janvier et de décembre subséquents.

58. (1) Sous réserve du paragraphe (2), la personne responsable du moteur — autre que le moteur d'origine auquel une valeur d'émission par défaut a été attribuée en application du paragraphe 47(1) — se conforme aux recommandations de fonctionnement et d'entretien du fabricant pour les systèmes et composants ci-après liés au moteur :

a) le système d'allumage, y compris les bougies;

b) le système de gestion du rapport air/carburant;

c) les capteurs de NO_x, d'oxygène et de lambda;

d) l'huile et les filtres à huile;

e) le système de filtration de l'air d'entrée;

f) le système de post-traitement.

(2) La personne responsable n'a pas à se conformer à toutes ces recommandations si elle prévoit, d'après son évaluation, que l'intensité d'émission du moteur n'excédera néanmoins pas celle des limites ou valeur ci-après qui s'applique :

a) si elle a fait le choix mentionné au paragraphe 42(2) et que celui-ci est encore valide, la valeur d'émission attribuée en application du paragraphe 47(1), dans le cas où elle est différente de celle par défaut;

b) la limite d'intensité d'émission applicable prévue aux articles 38 ou 40;

c) pour le moteur qui appartient au sous-ensemble visé au paragraphe 41(1), la limite d'intensité d'émission applicable prévue à ce paragraphe;

d) pour le moteur visé au paragraphe 39(1) qui n'est pas, au 1^{er} janvier 2021, désigné comme appartenant à un groupe, la limite d'intensité d'émission applicable prévue au paragraphe 39(2).

59. La personne responsable du moteur visé au paragraphe 58(1) vérifie, maintient et ajuste le rapport air/carburant du moteur de façon à ce que son intensité d'émission, dans les diverses conditions ambiantes anticipées au cours d'une année, n'excède pas celle des limites ou valeur ci-après qui s'applique :

a) si elle a fait le choix mentionné au paragraphe 42(2) et que celui-ci est encore valide, la

Heures de fonctionnement — lecture des moteurs faible utilisation

Fonctionnement et entretien

Non conformité avec les recommandations

Rapport air/carburant

subsection 42(2) that remains in effect and that assigned emission-value is different from its default emission-value;

(b) the applicable emission-intensity limit under section 38 or 40;

(c) for an engine that belongs to the subset referred to in subsection 41(1), the applicable emission-intensity limit under that subsection; and

(d) for an engine referred to in subsection 39(1) that has not, as of January 1, 2021, been designated as belonging to any responsible person's group, the applicable emission-intensity limit under subsection 39(2).

REGISTRY, REPORTING AND RECORDING OF INFORMATION

Engine registry **60.** (1) The Minister is to establish an engine registry for the purpose of facilitating the administration of, and encouraging compliance with, these Regulations.

Regular-use and low-use engines (2) The following engines must be registered in the engine registry by one of the responsible persons for the engine:

(a) a modern engine that is regular-use with a rated brake power greater than or equal to 75 kW;

(b) a modern engine that is low-use with a rated brake power greater than or equal to 100 kW; and

(c) an original engine that is regular-use or low-use with a rated brake power greater than or equal to 250 kW.

Registration (3) The registration occurs when a responsible person for the engine sends to the Minister the information in respect of the engine set out in Schedule 5 for inclusion in the engine registry.

Date of registration (4) The registration, for engines that do not belong to a group, must be completed

(a) by January 1, 2018, for an original engine that is regular-use or low-use with a rated brake power greater than or equal to 250 kW; and

(b) by the July 1 that follows the year during which the engine began to operate,

(i) for a modern engine that is regular-use with a rated brake power greater than or equal to 75 kW, and

(ii) for a modern engine that is low-use with a rated brake power greater than or equal to 100 kW.

Registration **61.** (1) A responsible person for engines that belong to their group must register each of the engines that belong to their group.

Date of registration (2) The registration must be completed

(a) by January 1, 2018, for an original engine that is designated as belonging to the group before that date; and

(b) by the July 1 that follows the year during which the engine is designated as belonging to

valeur d'émission attribuée en application du paragraphe 47(1), dans le cas où elle est différente de celle par défaut;

b) la limite d'intensité d'émission applicable prévue aux articles 38 ou 40;

c) pour le moteur qui appartient au sous-ensemble visé au paragraphe 41(1), la limite d'intensité d'émission applicable prévue à ce paragraphe;

d) pour le moteur visé au paragraphe 39(1) qui n'est pas, au 1^{er} janvier 2021, désigné comme appartenant à un groupe, la limite d'intensité d'émission applicable prévue au paragraphe 39(2).

ÉTABLISSEMENT DE RAPPORTS ET CONSIGNATION ET CONSERVATION DE RENSEIGNEMENTS

60. (1) Le ministre établit un registre des moteurs afin de faciliter l'administration du présent règlement et d'encourager la conformité avec celui-ci.

(2) Les moteurs ci-après sont enregistrés dans le registre des moteurs par l'une des personnes responsables de ceux-ci :

a) le moteur moderne à utilisation régulière ayant une puissance au frein nominale d'au moins 75 kW;

b) le moteur moderne à faible utilisation ayant une puissance au frein nominale d'au moins 100 kW;

c) le moteur d'origine à faible utilisation et à utilisation régulière ayant une puissance au frein nominale d'au moins 250 kW.

(3) L'enregistrement est fait au moment où la personne responsable envoie au ministre les renseignements prévus à l'annexe 5 concernant le moteur pour être versés au registre des moteurs.

(4) L'enregistrement des moteurs qui n'appartiennent pas à un groupe est fait dans les délais suivants :

a) au plus tard le 1^{er} janvier 2018, pour le moteur d'origine à faible utilisation ou à utilisation régulière ayant une puissance au frein nominale d'au moins 250 kW;

b) au plus tard le 1^{er} juillet de l'année suivant celle de la date de mise en fonctionnement pour les moteurs suivants :

(i) le moteur moderne à utilisation régulière ayant une puissance au frein nominale d'au moins 75 kW,

(ii) le moteur moderne à faible utilisation ayant une puissance au frein nominale d'au moins 100 kW.

61. (1) La personne responsable enregistre chacun des moteurs appartenant à son groupe.

(2) L'enregistrement est fait dans les délais suivants :

a) au plus tard le 1^{er} janvier 2018, pour le moteur d'origine ayant été désigné comme appartenant au groupe avant cette date;

Registre des moteurs

Moteurs à faible utilisation et à utilisation régulière

Enregistrement

Délais pour l'enregistrement

Enregistrement

Délais pour l'enregistrement

the group, for an original engine that is designated to belong to a group on or after January 1, 2018.

b) au plus tard le 1^{er} juillet suivant l'année au cours de laquelle le moteur est désigné comme appartenant au groupe, pour un moteur d'origine désigné comme appartenant au groupe le 1^{er} janvier 2018 ou après cette date.

Change of information

62. If the information sent for inclusion in the engine registry changes, the responsible person must send the updated information for inclusion in the engine registry to the Minister by the July 1 of the year that follows the year during which the change occurred.

62. En cas de changements des renseignements inclus dans le registre des moteurs, la personne responsable envoie au ministre une mise à jour de ceux-ci au plus tard le 1^{er} juillet de l'année suivant le changement pour qu'ils y soient versés.

Mise à jour du registre

Annual reports

63. A responsible person for an engine must, on or before July 1 of the year that follows the year for which an annual report is made, send an annual report to the Minister that contains the information set out in Schedule 6 in respect of that year.

63. La personne responsable du moteur envoie au ministre un rapport annuel comportant les renseignements prévus à l'annexe 6 concernant l'année visée, au plus tard le 1^{er} juillet suivant cette année.

Rapport annuel

Record-making

64. A responsible person for an engine or replacement unit must make a record that contains the following information:

64. La personne responsable du moteur ou de l'unité de remplacement consigne dans un dossier les renseignements suivants :

Consignation

(a) a description of the steps taken to comply with the manufacturer's operation and maintenance recommendations for the operation and maintenance of the systems and components related to the engine referred to in paragraphs 58(1)(a) to (f);

a) les mesures prises afin de se conformer aux recommandations de fonctionnement et d'entretien du fabricant pour les systèmes et composants liés au moteur et mentionnés aux alinéas 58(1)a) à f);

(b) a statement indicating, for each of those recommendations that the responsible person did not comply with, their evaluation that forms the basis for an expectation that the emission-intensity of the engine does not exceed the applicable emission-intensity value or limit referred to in subsection 58(2);

b) un énoncé, pour chacune des recommandations à laquelle elle ne se conforme pas, les évaluations sur lesquelles elle se fonde pour prévoir que l'intensité d'émission du moteur n'excède pas la limite prévue au paragraphe 58(2) qui est applicable;

(c) for each engine referred to in subsection 58(1), the type of equipment or method used to control the air/fuel ratio of the engine, and how that ratio was verified and maintained or adjusted, during the diverse ambient conditions in each year, so as to ensure that its emission-intensity does not exceed, as applicable, the emission-intensity limit or emission-value referred to in section 59.

c) pour chaque moteur visé au paragraphe 58(1), le type d'équipement ou la méthode employé pour contrôler le rapport air/carburant ainsi que la façon dont ce rapport est vérifié puis maintenu ou ajusté au cours d'une année dans diverses conditions ambiantes de façon à ce que l'intensité d'émission n'excède pas la limite ou la valeur prévue à l'article 59 qui est applicable;

(d) if any, the results of each determination made in accordance with section 54 and the date of that determination;

d) le résultat et la date de la détermination faite conformément à l'article 54;

(e) for each initial performance test referred to in subsection 53(1) and each subsequent performance test referred to in subsection 53(2) conducted on an engine referred to in those subsections,

e) les renseignements ci-après concernant chaque essai de rendement initial mentionné au paragraphe 53(1) et chaque essai de rendement subséquent mentionné au paragraphe 53(2) effectué sur les moteurs qui y sont mentionnés :

(i) the date on which the performance test was conducted,

(i) la date à laquelle l'essai de rendement est effectué,

(ii) the name of the person who conducted the performance test and, if that person is a corporate body, the name of the individual who conducted the performance test, and

(ii) le nom de la personne ayant effectué l'essai et, si cette personne est une personne morale, le nom de l'individu ayant effectué l'essai,

(iii) for each test-run that comprised the performance test,

(iii) pour chacune des rondes d'essai de l'essai de performance :

(A) the brake power at which the test-run was conducted and the measurements and calculations used to determine that brake power, and

(A) la puissance au frein à laquelle a été effectuée la ronde d'essai ainsi que les mesures et les calculs utilisés pour déterminer cette puissance,

(B) the emission-intensity of the engine determined from that test-run and the

(B) l'intensité d'émission déterminée ainsi que les mesures et les calculs utilisés à cette fin;

f) le résultat de chaque lecture du compteur horaire ou d'un autre appareil ne pouvant être remis à zéro mentionnée aux articles 56 ou 57;

- measurements and calculations used to determine the emission-intensity of the engine;
- (f) if any, the results of each reading of a non-resettable hour meter or other non-resettable device, as the case may be, referred to in section 56 or 57;
- (g) for each low-use engine, if applicable, the duration, expressed in whole hours, during which the engine operated during an emergency;
- (h) the calculation of the mass-flow referred to in section 35;
- (i) for each engine designated as belonging to their group, the serial number of the engine and the date of the designation referred to in subsection 39(1);
- (j) for each engine for which the responsible person cancels its designation as belonging to their group, the serial number of the engine and the date of the cancellation referred to in paragraph 39(5)(b);
- (k) for each original engine with a rated brake power of greater than or equal to 250 kW that ceases to be a regular-use engine, the serial number of the engine and the date of that cessation;
- (l) the information regarding the designation of the engines and replacement units in their sub-groups and any changes to the number of sub-groups or their composition referred to in subsections 46(1) and (4); and
- (m) a copy of any notice or report required by these Regulations.

- g) pour chaque moteur à faible utilisation, la durée du fonctionnement, exprimée en heures entières, de ce moteur pendant toute urgence;
- h) le calcul du débit massique visé à l'article 35;
- i) pour chaque moteur désigné comme appartenant à son groupe, le numéro de série du moteur et la date de la désignation mentionnés au paragraphe 39(1);
- j) pour chaque moteur que la personne responsable désigne comme n'appartenant plus à son groupe, le numéro de série de ce moteur et la date de l'annulation mentionnés à l'alinéa 39(5)b);
- k) pour chaque moteur d'origine ayant une puissance au frein nominale d'au moins 250 kW cessant d'être un moteur à utilisation régulière, son numéro de série et la date à laquelle il cesse d'être un moteur à utilisation régulière;
- l) les renseignements concernant la désignation des moteurs et unités de remplacement comme appartenant aux sous-groupes et les changements du nombre et de la composition des sous-groupes mentionnés aux paragraphes 46(1) et (4);
- m) une copie de tout rapport ou avis exigés par le présent règlement.

PART 3

CEMENT

Definitions	65. The following definitions apply in this Part and in Schedule 7.
“cement” « <i>ciment</i> »	“cement” means a powder that results from the grinding of clinker and the blending of it with other materials.
“feedstock” « <i>matière première</i> »	“feedstock” means a ground mixture of calcium carbonate, silica, alumina, ferrous oxide, and any other material, used to produce clinker.
“grey cement” « <i>ciment gris</i> »	“grey cement” means cement manufactured from clinker containing more than 0.5% by weight of ferrous oxide, which has the molecular formula Fe ₂ O ₃ .
“kiln” « <i>four</i> »	“kiln” means a thermally insulated chamber into which blended feedstock is introduced for pyro-processing in order to produce clinker.
“long dry kiln” « <i>four long à voie sèche</i> »	“long dry kiln” means a kiln into which dry feedstock is introduced with at most one stage of pre-heating and without precalcining the feedstock.
“precalciner kiln” « <i>four à précalcinateur</i> »	“precalciner kiln” means a kiln into which pre-heated and precalcined dry feedstock is introduced.

PARTIE 3

CIMENT

Definitions	65. Les définitions qui suivent s'appliquent à la présente partie et à l'annexe 7.	Définitions
« <i>ciment</i> »	« <i>ciment</i> » Poudre produite par le broyage du clinker et le mélange de celui-ci avec d'autres matériaux.	« <i>ciment</i> » “ <i>ciment</i> ”
« <i>ciment gris</i> »	« <i>ciment gris</i> » Ciment fabriqué à partir de clinker contenant plus de 0,5 % par poids d'oxyde de fer dont la formule moléculaire est Fe ₂ O ₃ .	« <i>ciment gris</i> » “ <i>grey ciment</i> ”
« <i>four</i> »	« <i>four</i> » Chambre dotée d'une isolation thermique dans laquelle la matière première mélangée est introduite en vue de la fabrication du clinker par pyrotraitement.	« <i>four</i> » “ <i>kiln</i> ”
« <i>four à précalcinateur</i> »	« <i>four à précalcinateur</i> » Four dans lequel est introduite de la matière première à l'état sec préchauffée et précalcinée.	« <i>four à précalcinateur</i> » “ <i>precalciner kiln</i> ”
« <i>four à préchauffeur</i> »	« <i>four à préchauffeur</i> » Four dans lequel est introduite de la matière première à l'état sec préchauffée.	« <i>four à préchauffeur</i> » “ <i>preheater kiln</i> ”
« <i>four en voie humide</i> »	« <i>four en voie humide</i> » Four dans lequel sont introduites des matières premières sous forme de laitance fine dont la teneur en eau est supérieure à 20 % par poids.	« <i>four en voie humide</i> » “ <i>wet kiln</i> ”

"preheater kiln" « four à préchauffeur »	"preheater kiln" means a kiln into which preheated dry feedstock is introduced.	« four long à voie sèche » Four, ayant au plus une seule étape de préchauffage, dans lequel est introduite de la matière première à l'état sec n'ayant pas été précalcinée.	« four long à voie sèche » "long dry kiln"
"wet kiln" « four en voie humide »	"wet kiln" means a kiln into which feedstock is introduced as a fine slurry with a water content greater than 20% by weight.	« matière première » Mélange broyé de carbonate de calcium, de silice, d'alumine, d'oxyde de fer et d'autres matériaux, qui sont utilisés afin de produire du clinker.	« matière première » "feedstock"
Application — grey cement	66. This Part applies in respect of kilns located in cement manufacturing facilities that produce clinker for use in the manufacture of grey cement.	66. La présente partie s'applique aux fours situés dans la cimenterie qui produit du clinker servant à la fabrication du ciment gris.	Champ d'application — ciment gris
Prohibition	67. (1) A responsible person for a cement manufacturing facility must ensure that the facility does not emit NO _x or SO ₂ , during two consecutive years, in a quantity that exceeds the emission limit, as determined in accordance with section 68 or 69, as the case may be, for each of those years.	67. (1) La personne responsable de la cimenterie veille à ce que celle-ci n'émette pas, pendant deux années consécutives, une quantité de NO _x ou de SO ₂ supérieure à la limite d'émission déterminée, pour chacune de ces années, en conformité avec les articles 68 ou 69, selon le cas.	Interdiction
Prohibition after contravention of subsection (1)	(2) A responsible person for a cement manufacturing facility who contravenes subsection (1) must ensure that the cement manufacturing facility does not emit NO _x or SO ₂ , during a given year subsequent to the contravention, in a quantity that exceeds the emission limit as determined in accordance with section 68 or 69, as the case may be, for that given year.	(2) La personne responsable de la cimenterie qui contrevient au paragraphe (1) veille, pour toute année subséquente à la contravention, à ce que la cimenterie n'émette pas au cours de cette année une quantité de NO _x ou de SO ₂ supérieure à la limite d'émission déterminée, pour cette année, en conformité avec les articles 68 ou 69, selon le cas.	Interdiction après une contravention au paragraphe (1)
Emission limit — NO _x	68. (1) The emission limit for the emission of NO _x from a cement manufacturing facility, for a year, is determined by using the formula $\frac{\sum (EI_{NO_{xi}} \times P_i)}{\sum P_i}$	68. (1) La limite d'émission de NO _x pour la cimenterie pour une année est déterminée selon la formule suivante : $\frac{\sum (IE_{NO_{xi}} \times P_i)}{\sum P_i}$	Limite d'émissions de NO _x
	where	où :	
	EI _{NO_{xi}} is the maximum emission-intensity for the emission of NO _x from the i th kiln in the cement manufacturing facility for the year — namely the maximum quantity of NO _x emitted per tonne of clinker produced at the i th kiln in the cement manufacturing facility for the year — which is, as the case may be	IE _{NO_{xi}} représente l'intensité d'émission maximale de NO _x pour le i ^e four dans la cimenterie pour l'année, soit, par tonne de clinker produit dans le i ^e four dans la cimenterie au cours de l'année, la quantité maximale de NO _x suivante :	
	(a) for preheater kilns and precalciner kilns, 2.25 kg/tonne, and	a) pour le four à préchauffeur et le four à précalcinateur, 2,25 kg par tonne,	
	(b) for wet kilns and long dry kilns, as elected in accordance with subsection (2),	b) pour le four en voie humide et le four long à voie sèche, selon le choix exercé en conformité avec le paragraphe (2) :	
	(i) 2.55 kg/tonne, or	(i) soit 2,55 kg par tonne,	
	(ii) EI ₂₀₀₆ – (0.3 x EI ₂₀₀₆), where EI ₂₀₀₆ is the quantity of NO _x , expressed in kilograms, produced at the cement manufacturing facility in 2006 per tonne of clinker produced, as reported in respect of the cement manufacturing facility to the Minister in accordance with the <i>Notice with respect to reporting of information on air pollutants, greenhouse gases and other substances for the 2006 calendar year</i> published in Part I, Volume 141, No. 49, of the <i>Canada Gazette</i> on December 8, 2007;	(ii) soit IE ₂₀₀₆ – (0,3 x IE ₂₀₀₆), où IE ₂₀₀₆ représente la quantité de NO _x , exprimée en kilogrammes, produite par la cimenterie au cours de l'année 2006, par tonne de clinker produit, selon les renseignements présentés au ministre pour la cimenterie en conformité avec l' <i>Avis concernant la déclaration de l'information sur les polluants atmosphériques, les gaz à effet de serre et d'autres substances pour l'année civile 2006</i> , publié dans la <i>Gazette du Canada</i> , Partie 1, volume 141, n ^o 49, le 8 décembre 2007;	
	i is i th kiln in the cement manufacturing facility where i goes from 1 to n and where n is the number of kilns in the cement manufacturing facility; and	i le i ^e four dans la cimenterie, i allant de 1 à n, où n représente le nombre de fours;	
		P _i la quantité de clinker, exprimée en tonnes, produit par le i ^e four dans la cimenterie au cours de l'année.	

	P_i is the quantity of clinker, expressed in tonnes, produced by the i^{th} kiln in the cement manufacturing facility for the year.		
Election	(2) The responsible person for the cement manufacturing facility must make the election in their annual report referred to in section 72 in respect of the year 2017.	(2) La personne responsable de la cimenterie effectue son choix dans le rapport annuel, mentionné à l'article 72, concernant l'année 2017.	Choix
Election applies in subsequent years	(3) The maximum emission-intensity elected by the responsible person in respect of the year 2017 also applies in respect of subsequent years.	(3) L'intensité d'émission maximale choisie par la personne responsable pour l'année 2017 s'applique également aux années subséquentes.	Choix — applicable aux années subséquentes
Emission limit — SO_2	69. The emission limit for the emission of SO_2 from a cement manufacturing facility, for a year, is determined by using the formula $\Sigma(\text{EI}_{\text{SO}_2i} \times P_i) / \Sigma P_i$ where EI_{SO_2i} is the maximum emission-intensity for the emission of SO_2 from the i^{th} kiln in the cement manufacturing facility for the year, namely the maximum rate of emission of SO_2 per tonne of clinker produced at the i^{th} kiln in the cement manufacturing facility for the year, which is 3.0 kg/tonne; i is the i^{th} kiln in the cement manufacturing facility where i goes from 1 to n and where n is the number of kilns in the cement manufacturing facility; and P_i is the quantity of clinker, expressed in tonnes, produced by the i^{th} kiln in the cement manufacturing facility for the year.	69. La limite d'émissions de SO_2 pour la cimenterie pour une année est déterminée selon la formule suivante : $\Sigma (\text{IE}_{\text{SO}_2i} \times P_i) / \Sigma P_i$ où : IE_{SO_2i} représente l'intensité d'émission maximale de SO_2 pour le i^{e} four dans la cimenterie pour l'année, soit la quantité maximale de SO_2 par tonne de clinker produit dans le i^{e} four dans la cimenterie au cours de l'année qui est de 3 kg par tonne; i le i^{e} four dans la cimenterie, i allant de 1 à n , où n représente le nombre de fours; P_i la quantité de clinker, exprimée en tonnes, produit par le i^{e} four dans la cimenterie au cours de l'année.	Limite d'émissions de SO_2
Quantity of NO_x and SO_2 — CEMS	70. A responsible person for a cement manufacturing facility must determine the quantity, expressed in kilograms, of NO_x and SO_2 emitted from each kiln stack in the cement manufacturing facility during a year by using a continuous emission monitoring system and a device to determine the flow rate of emissions on a continuous basis.	70. La personne responsable de la cimenterie détermine, en kilogrammes, la quantité d'émissions de NO_x et de SO_2 émis par la cheminée de chaque four de la cimenterie, au cours d'une année, au moyen d'un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions (SMECE) et en utilisant un appareil permettant de déterminer le débit des émissions en continu.	Quantité de NO_x ou de SO_2 — SMECE
Quantity of clinker	71. (1) For the purpose of determining the value for P_j in section 68 or 69, the responsible person for a cement manufacturing facility must determine the quantity of clinker produced at each kiln in the cement manufacturing facility for the year by (a) weighing of that quantity directly using the measuring devices used for inventory purposes, such as weigh hoppers or weigh-belt feeders; or (b) applying a feedstock-to-clinker conversion factor, specific to the kiln, to a direct measurement of the quantity of feedstock introduced into the kiln during that year, which accurately determines the quantity of clinker produced from a given quantity of feedstock introduced.	71. (1) La personne responsable de la cimenterie détermine la quantité de clinker produite par chaque four de la cimenterie au cours de l'année afin de déterminer la valeur de l'élément P_i dans les formules des articles 68 et 69 selon l'une des méthodes suivantes : a) en pesant directement la quantité de clinker au moyen de l'équipement de mesure employé par elle à des fins d'inventaire, tel que les trémies d'alimentation ou les distributeurs à courroie munis d'un dispositif de pesage intégré; b) en pesant directement la quantité de matière première introduite dans le four au cours de l'année et en y appliquant un facteur de conversion de la matière première au clinker propre à chaque four, ce qui donne avec précision la quantité de clinker produite pour une quantité donnée de matière première introduite.	Quantité de clinker
Accuracy feedstock-to-clinker conversion factor	(2) The responsible person must verify the accuracy of the feedstock-to-clinker conversion factor (a) at least once per year, but at least four months after a previous verification; and (b) as soon as feasible after a major change to the clinker production processes that could affect the accuracy of the factor.	(2) La personne responsable vérifie la précision du facteur de conversion de la matière première au clinker : a) au moins une fois par année et à au moins quatre mois d'intervalle; b) dans les meilleurs délais, à la suite d'une modification importante des procédés de fabrication du clinker pouvant influencer la précision de ce facteur.	Précision du facteur de conversion

Annual report

72. A responsible person for a cement manufacturing facility must, on or before the June 1 that follows the year for which an annual report is made, send an annual report to the Minister that contains the information set out in Schedule 7 in respect of that year.

72. La personne responsable de la cimenterie envoie au ministre un rapport annuel comportant les renseignements énumérés à l'annexe 7 concernant l'année visée, au plus tard le 1^{er} juin suivant cette année.

Rapport annuel

PART 4

PARTIE 4

GENERAL

DISPOSITIONS GÉNÉRALES

CONTINUOUS EMISSIONS
MONITORING SYSTEMSSYSTÈME DE MESURE ET D'ENREGISTREMENT
EN CONTINU DES ÉMISSIONSCEMS
Reference
Method

73. (1) A responsible person who uses a CEMS for the purpose of these Regulations must comply with the CEMS Reference Method, other than its section 1.0, with the following modifications:

(a) Table 1 entitled "Design Specifications for Continuous Emission Monitoring Systems" is to be read without reference to the expression "appropriate regulatory authority";

(b) the following sections are to be read without reference to the expression "appropriate regulatory authority":

- (i) 3.4,
- (ii) 3.4.2,
- (iii) 3.4.3,
- (iv) 5.3.1, and
- (v) 6.3.2.7;

(c) the expression "an independent reference method, which may be either a manual or automated procedure, as specified by the appropriate regulatory authority" is to be read as "EPA Method 7E, ASTM D6522-11 or an alternative rule approved under subsection 74(5) of the *Multi-sector Air Pollutants Regulations*" in section 5.3.4;

(d) the expression "integrating manual or automated methods specified by the appropriate regulatory authority" is to be read as "EPA Method 7E, ASTM D6522-11 or an alternative rule approved under subsection 74(5) of the *Multi-sector Air Pollutants Regulations*" in section 5.3.4.3;

(e) section 6.0 is to be read without reference to the expression "regulatory agency";

(f) section 6.5.2 is to be read without reference to the expression "and the appropriate agency";

(g) the Glossary is to be read without reference to the following definitions:

- (i) "appropriate regulatory authority",
- (ii) "backfilling", and
- (iii) "units of the standard";

(h) the definition "reference method" in the Glossary is to be read as follows: "means any applicable Environment Canada method, including a method referred to in the *Multi-sector Air Pollutants Regulations* or an alternative rule approved under subsection 74(5) of those Regulations, for the measurement of stack gas

73. (1) La personne responsable qui utilise un SMECE pour l'application du présent règlement se conforme à la méthode de référence du SMECE, à l'exception de la section 1.0, lue compte tenu des modifications suivantes :

a) le tableau 1 intitulé « Spécifications pour la conception des systèmes de surveillance continue des émissions » se lit compte non tenu de l'expression « l'autorité de réglementation compétente »;

b) les sections ci-après se lisent compte non tenu de la mention « l'autorité de réglementation compétente » :

- (i) 3.4,
- (ii) 3.4.2,
- (iii) 3.4.3,
- (iv) 5.3.1,
- (v) 6.3.2.7;

c) la mention « au moyen d'une méthode de référence indépendante, manuelle ou automatisée, laquelle est prescrite par l'autorité de réglementation compétente », dans la section 5.3.4, se lit comme étant « la méthode 7E de l'EPA, la norme ASTM D6522-11 ou la règle de remplacement approuvée aux termes du paragraphe 74(5) du *Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques* »;

d) la mention « des méthodes de prélèvement manuelles par accumulation d'échantillon, ou des méthodes automatisées, indiquées par l'autorité de réglementation compétente », dans la section 5.3.4.3, vaut mention de « la méthode 7E de l'EPA, la méthode ASTM D6522-11 ou la règle de remplacement approuvée en application du paragraphe 74(5) du *Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques* »;

e) la section 6.0 se lit compte non tenu de la mention « l'autorité de réglementation compétente »;

f) la section 6.5.2 se lit compte non tenu de la mention « et à l'organisme compétent »;

g) le glossaire se lit compte non tenu des définitions suivantes :

- (i) « autorité de réglementation compétente »,
- (ii) « substitution »,
- (iii) « unités de la norme »;

h) la définition de « méthode de référence » dans le glossaire se lit comme suit : « désigne toute

Méthode de
référence du
SMECE

	<p>flow, contaminant concentration, or diluent concentration”;</p> <p>(i) section A.1 of Appendix A is to be read without reference to the expression “appropriate regulatory agency”;</p> <p>(j) section B.2.1 of Appendix B is to be read without reference to the expression “appropriate regulatory agency”; and</p> <p>(k) Appendix B is to be read without reference to its section B.4 entitled “Method C: Energy Balance Method”.</p>	<p>méthode d’Environnement Canada, y compris toute méthode mentionnée dans le <i>Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques</i>, applicable à la mesure du débit des gaz de cheminée, de la concentration des contaminants ou de la concentration des diluants ou la règle de remplacement approuvée en application du paragraphe 74(5) de ce règlement »;</p> <p>i) la section A.1 de l’annexe A se lit compte non tenu de la mention « autorité de réglementation compétente »;</p> <p>j) la section B.2.1 de l’annexe B se lit compte non tenu de la mention « l’organisme de réglementation compétent »;</p> <p>k) l’annexe B se lit compte non tenu du renvoi à sa section B.4 intitulée « Méthode C : Méthode du bilan énergétique ».</p>	
Annual audit	<p>(2) For each year during which a responsible person uses a CEMS, the responsible person must ensure that an auditor</p> <p>(a) determines, based on their review in accordance with section 6.5.2 of the CEMS Reference Method, whether, in the auditor’s opinion, the responsible person’s use of the CEMS complied with the Quality Assurance/Quality Control manual referred to in section 6 of the CEMS Reference Method;</p> <p>(b) verifies that the Quality Assurance/Quality Control manual has been updated in accordance with section 6.5.2 of the CEMS Reference Method; and</p> <p>(c) evaluates whether, in the auditor’s opinion, the responsible person complied with the CEMS Reference Method and the CEMS met the specifications set out in the CEMS Reference Method, in particular, in its sections 3 to 5.</p>	<p>(2) Pour chaque année au cours de laquelle elle utilise le SMECE, la personne responsable veille à ce que le vérificateur effectue les vérifications suivantes :</p> <p>a) il détermine, à la suite de son examen effectué conformément à la section 6.5.2 de la méthode de référence du SMECE si, à son avis, l’utilisation de ce système par la personne responsable est conforme au manuel d’assurance de la qualité et de contrôle de la qualité visé à la section 6 de cette méthode;</p> <p>b) il vérifie si ce manuel a été mis à jour conformément à la section 6.5.2 de la méthode de référence du SMECE;</p> <p>c) il évalue si, à son avis, la personne responsable s’est conformée à la méthode de référence du SMECE et si le système est conforme aux spécifications qui y sont prévues, notamment celles mentionnées aux sections 3 à 5.</p>	Examen annuel
Auditor’s report	<p>(3) The responsible person must, without delay following the audit, obtain a report, signed by the auditor, that contains the information set out in Schedule 8.</p>	<p>(3) Sans délai après la vérification, la personne responsable obtient du vérificateur un rapport, signé par lui, comportant les renseignements énumérés à l’annexe 8.</p>	Rapport du vérificateur
Auditor	<p>(4) For the purpose of this section, an auditor is a person who</p> <p>(a) is independent of the responsible person who is to be audited; and</p> <p>(b) has demonstrated knowledge of and experience in</p> <p>(i) the certification, operation and relative accuracy test audit (RATA) of continuous emission monitoring systems, and</p> <p>(ii) quality assurance and quality control procedures in relation to those systems.</p>	<p>(4) Pour l’application du présent article, le vérificateur est la personne qui, à la fois :</p> <p>a) est indépendante de la personne responsable qui subi la vérification;</p> <p>b) a démontré qu’elle a des connaissances et de l’expérience en ce qui touche :</p> <p>(i) la certification, l’exploitation et la vérification de l’exactitude relative des systèmes de mesure et d’enregistrement en continu des émissions,</p> <p>(ii) les procédures d’assurance de la qualité et de contrôle de la qualité de ces systèmes.</p>	Vérificateur

ALTERNATIVE RULES

CEMS and stack tests

74. (1) A rule incorporated by reference into these Regulations from the CEMS Reference Method, EPA Method 7E or ASTM D6522-11, or a provision in these Regulations related to the rule, may be replaced by an alternative rule that is provided for under provincial law with respect to

- (a) sampling, analyses, tests, measurements or monitoring of emissions; or

RÈGLE DE REMPLACEMENT

74. (1) Toute règle incorporée par renvoi dans le présent règlement et prévue dans la méthode de référence du SMECE, la méthode 7E de l’EPA ou la méthode ASTM D6522-11, ou la disposition prévue dans le présent règlement y étant liée, peut être remplacée par la règle de remplacement prévue dans le droit provincial relativement à ce qui suit :

- a) l’échantillonnage, l’analyse, l’essai, la mesure ou la surveillance des émissions;

SMECE et essai en cheminée

	(b) any condition, test procedure or laboratory practice that is relevant to those requirements.	b) des conditions, procédures d'essai et pratiques de laboratoire afférentes.	
Application	(2) A responsible person may, in writing, apply to the Minister for approval to comply with an alternative rule in respect of one of their boilers or heaters, engines or cement manufacturing facilities.	(2) La personne responsable soumet par écrit au ministre une demande d'assujettissement à la règle de remplacement à l'égard de sa chaudière, son four industriel, son moteur ou sa cimenterie.	Demande
Information requirements	(3) The application must include information, with supporting documents, that demonstrates (a) that the responsible person must, under the provincial law, comply with the alternative rule in respect of the responsible person's boiler or heater, engine or cement manufacturing facility; and (b) that the alternative rule is of similar rigour and effectiveness, for the purpose of these Regulations, as the rule it replaces.	(3) La demande comporte les renseignements, documents à l'appui, établissant ce qui suit : a) la personne responsable est tenue de se conformer, aux termes du droit provincial, à la règle de remplacement à l'égard de sa chaudière, son four industriel, son moteur ou sa cimenterie; b) cette règle est d'une rigueur et d'une efficacité similaires à la règle qu'elle remplace pour l'application du présent règlement.	Renseignements exigés
Other information	(4) The application must also include the following information: (a) information that uniquely identifies the boiler or heater, the engine or replacement unit or the cement manufacturing facility, as the case may be, including (i) for boilers and heaters, (A) its serial number, and (B) the civic address of the facility where the boiler or heater is located and its unique identifier, if any, within that facility, (ii) for engines and replacement units, (A) its serial number, as specified on its nameplate provided by the manufacturer or, in the absence of such a nameplate, as set out in a document provided by the manufacturer, and (B) the civic address of the facility where it is located or, if there is no civic address, its latitude and longitude, and (iii) for cement manufacturing facilities, (A) its name and civic address, if any, (B) its latitude and longitude, (C) its National Pollutant Release Inventory identification number assigned by the Minister for the purpose of section 48 of the Act, (D) the number of kilns, and (E) for each kiln, its type; and (b) any other information that is necessary, under the circumstances, to consider the application.	(4) La demande comporte également les renseignements suivants : a) les renseignements identifiant la chaudière ou le four industriel, le moteur ou l'unité de remplacement ou la cimenterie, y compris : (i) pour la chaudière ou le four industriel : (A) son numéro de série, (B) l'adresse municipale de l'installation où il se trouve, (ii) pour le moteur ou l'unité de remplacement : (A) le numéro de série apparaissant sur la plaque signalétique fournie par le fabricant ou, en l'absence d'une telle plaque, dans un document fourni par le fabricant, (B) l'adresse municipale de l'installation où ils se trouvent ou sa latitude et sa longitude s'il n'y a pas d'adresse, (iii) pour la cimenterie : (A) ses nom et adresse municipale, (B) sa latitude et sa longitude, (C) le numéro d'identification attribué par le ministre pour l'inventaire national des rejets polluants établi en application de l'article 48 de la Loi, (D) le nombre de fours, (E) le type de chaque four; b) tout autre renseignement nécessaire à l'examen de la demande.	Autres renseignements
Approval	(5) The Minister must grant the application and approve the alternative rule — with any variation, or subject to any conditions, that the Minister considers desirable — if the Minister is of the opinion that that alternative rule is of similar rigour and effectiveness, for the purpose of these Regulations, as the rule it replaces.	(5) Le ministre agréé la demande et approuve la règle de remplacement — avec les variations ou les conditions qu'il considère souhaitables — lorsqu'il est d'avis que cette règle de remplacement est d'une rigueur et d'une efficacité similaires à la règle qu'elle remplace pour l'application du présent règlement.	Approbation
Publication	(6) Without delay after approving an alternative rule, the Minister must publish it on the Environmental Registry, along with a statement indicating that it has been approved as an alternative rule for the purpose of these Regulations and the rule that it is an alternative to.	(6) Sans délai après avoir approuvé la règle de remplacement, le ministre publie celle-ci dans le Registre, avec une mention portant quelle a été approuvée comme remplacement pour l'application du présent règlement et précisant quelle règle est remplacée.	Publication

Alternative rule applies to every responsible person	(7) The alternative rule as approved by the Minister applies to every responsible person in respect of the boiler or heater, engine or cement manufacturing facility that was the subject of the application.	(7) La règle de remplacement approuvée par le ministre s'applique à toutes les personnes responsables de la chaudière, du four industriel, du moteur ou de la cimenterie visés par la demande.	Règle de remplacement s'applique à la personne responsable
Refusal	(8) The Minister must refuse the application if the Minister has reasonable grounds to believe that the applicant has, with their application, provided false or misleading information.	(8) Le ministre rejette la demande s'il a des motifs raisonnables de croire que le demandeur lui a fourni des renseignements faux ou trompeurs dans sa demande.	Rejet
Revocation under law	(9) The alternative rule as approved by the Minister is revoked as of the day on which the responsible person no longer has to, under the provincial law, comply with the alternative rule referred to in paragraph (3)(a) in respect of the responsible person's boiler or heater, engine or cement manufacturing facility.	(9) La règle de remplacement approuvée par le ministre est révoquée à partir du jour où la personne responsable n'a plus, aux termes du droit provincial, à se conformer à la règle de remplacement visée à l'alinéa (3)a) relativement à sa chaudière, à son four industriel, à son moteur ou à sa cimenterie.	Révocation statutaire
Revocation by Minister	(10) The Minister must revoke the alternative rule as approved by the Minister if the Minister (a) no longer has the opinion that that alternative rule is of similar rigour and effectiveness, for the purpose of these Regulations as the rule it replaces; or (b) has reasonable grounds to believe that the responsible person had, with their application, provided false or misleading information to the Minister.	(10) Le ministre révoque la règle de remplacement qu'il a approuvée dans les cas suivants : a) il n'est plus d'avis que celle-ci est d'une rigueur et d'une efficacité similaires à la règle qu'elle remplace pour l'application du présent règlement; b) il a des motifs raisonnables de croire que la personne responsable, dans sa demande, lui a fourni des renseignements faux ou trompeurs.	Révocation ministérielle
Removal from Environmental Registry	(11) Without delay after a revocation of an alternative rule, the Minister must remove it from the Environmental Registry.	(11) Le ministre retire la règle de remplacement du Registre sans délai après l'avoir révoquée.	Retrait du Registre

REPORTING, SENDING, RECORDING
AND RETENTION OF INFORMATION

ÉTABLISSEMENT DE RAPPORTS, ENVOI,
CONSIGNATION ET CONSERVATION
DES RENSEIGNEMENTS

Electronic	75. (1) A report, notice or information that is required to be sent, or an application that is made, under these Regulations must be sent electronically in the form and format specified by the Minister and must bear the electronic signature of an authorized official of the responsible person.	75. (1) Les rapports, les avis ou les renseignements à envoyer au ministre ainsi que les demandes, prévus par le présent règlement, sont transmis électroniquement en la forme précisée par le ministre et portent la signature électronique de l'agent autorisé de la personne responsable.	Rapports, avis et demandes électroniques
Paper	(2) If the Minister has not specified an electronic form and format or if it is impractical to send the report, notice, information or application electronically in accordance with subsection (1) because of circumstances beyond the person's control, the report or notice, information or application must be sent on paper, signed by an authorized official of the responsible person, and in the form and format specified by the Minister. However, if no form and format have been so specified, it may be in any form and format.	(2) Si le ministre n'a pas précisé de forme ou si, en raison de circonstances indépendantes de sa volonté, la personne envoyant un rapport, un avis ou les renseignements ou une demande n'est pas en mesure de le faire conformément au paragraphe (1), elle les présente sur support papier, signé par son agent autorisé, en la forme précisée par le ministre, le cas échéant.	Support papier
Records	76. (1) A responsible person for a boiler or heater, engine or cement manufacturing facility must make a record (a) of every document or information that supports the validity of any information sent to the Minister under these Regulations; (b) of every measurement and calculation, along with supporting documents, used to determine a value of an element of a formula set out in these Regulations, as well as any information used to determine or fix one of those values;	76. (1) La personne responsable de la chaudière, du four industriel, du moteur ou de la cimenterie consigne dans des dossiers ce qui suit : a) les documents ou renseignements validant les renseignements envoyés au ministre aux termes du présent règlement; b) les mesures et calculs — accompagnés des pièces justificatives — utilisés pour déterminer la valeur d'un élément de toute formule énoncée dans le présent règlement, ainsi que les renseignements utilisés pour calculer ou déterminer une telle valeur;	Dossiers

	<p>(c) if the responsible person uses a CEMS under these Regulations,</p> <p>(i) of every document or information referred to in the CEMS Reference Method, or in an alternative rule, that the responsible person is required to make or obtain under that method or rule,</p> <p>(ii) of every measure of a concentration and of flow used for every calculation, along with supporting documents, necessary to determine an emission-intensity;</p> <p>(d) that consists of documentation demonstrating that the installation, maintenance and calibration of measuring devices was done in accordance with these Regulations; and</p> <p>(e) of any other information relevant to the responsible person's compliance with these Regulations in respect of the boiler or heater, engine or cement manufacturing facility.</p>	<p>c) s'il s'agit de la personne responsable utilisant un SMECE aux termes du présent règlement :</p> <p>(i) les documents, dossiers ou renseignements dont il est question dans la méthode de référence du SMECE, ou dans la règle de remplacement que la personne responsable a l'obligation de consigner dans un dossier aux termes de cette méthode ou de cette règle,</p> <p>(ii) les mesures de toute concentration et de tout débit utilisés pour chaque calcul — accompagnées des pièces justificatives — nécessaires afin de déterminer l'intensité d'émission;</p> <p>d) les documents démontrant que l'installation, l'entretien et l'étalonnage des appareils de mesure ont été effectués en conformité avec le présent règlement;</p> <p>e) toute autre renseignement de nature à établir la conformité de la personne responsable de la chaudière, du four industriel, du moteur ou de la cimenterie avec le présent règlement.</p>	
When records made	(2) Records required to be made by a responsible person under these Regulations must be made as soon as feasible but not later than 30 days after the day on which information to be recorded becomes available.	(2) Les dossiers que la personne responsable est tenue d'établir en application du présent règlement sont établis le plus tôt possible, et au plus tard trente jours après le moment où ils sont disponibles.	Mise à jour des dossiers
Five-year retention	(3) A responsible person who is required, under these Regulations, to make a record or to send a report, notice or information or who makes an application under these Regulations must keep the record or a copy of the report, notice, information or application, as well as any supporting documents, for at least five years after they make or send it.	(3) La personne responsable tenue, en application du présent règlement, d'établir des dossiers ou d'envoyer des rapports, avis ou renseignements ainsi que celle qui effectue une demande, en vertu du présent règlement, conservent ces dossiers ou la copie du rapport, de l'avis, des renseignements ou de la demande, ainsi que les pièces justificatives s'y rapportant, pendant au moins cinq ans après qu'ils ont été établis ou envoyés.	Cinq années de conservation
No retention if online	(4) Despite subsection (3), any information that otherwise must be kept in a copy referred to in that subsection that has been sent by a responsible person for inclusion in the engine registry, or another online electronic reporting site established by the Minister, does not need to be kept if the Minister has provided the responsible person with an acknowledgment of receipt of that information.	(4) Malgré le paragraphe (3), les renseignements — dont copie doit par ailleurs être conservée en application de ce paragraphe — envoyés par la personne responsable pour qu'ils soient versés au registre des moteurs ou dans un autre site électronique de rapport en ligne établi par le ministre n'ont pas à être conservés lorsque le ministre lui fournit un accusé de réception à leur égard.	Conservation non exigée — renseignements en ligne
Record location	(5) The 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 person must provide the Minister with the civic address of that other place.	(5) L'original ou la copie est conservé 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 informe le ministre de l'adresse municipale du lieu.	Lieu de conservation
Change of address	(6) If the civic address changes, the responsible person must notify the Minister in writing within 30 days after the change.	(6) La personne responsable avise le ministre par écrit du changement de l'adresse municipale du lieu dans les trente jours suivant le changement.	Changement d'adresse
Corrections	77. A responsible person who has sent information to the Minister under these Regulations must, without delay, inform the Minister of any errors contained in that information and provide the Minister with the corrected information.	77. La personne responsable ayant envoyé des renseignements au ministre en application du présent règlement informe ce dernier sans délai de toute erreur qu'ils comportent et lui fournit les renseignements corrigés.	Corrections

COMING INTO FORCE

January 1, 2015	78. (1) These Regulations, except section 67, come into force on January 1, 2015.
January 1, 2017	(2) Section 67 comes into force on January 1, 2017.

ENTRÉE EN VIGUEUR

	78. (1) Le présent règlement, à l'exception de l'article 67, entre en vigueur le 1 ^{er} janvier 2015.	1 ^{er} janvier 2015
	(2) L'article 67 entre en vigueur le 1 ^{er} janvier 2017.	1 ^{er} janvier 2017

SCHEDULE 1
(Subsection 12(1))

LOSS OF THERMAL EFFICIENCY —
WATERTUBE BOILERS

Rated Capacity GJ	Percentage of Rated Capacity		
	100%	80%	60%
10.5	1.60	2.00	2.67
21.1	1.05	1.31	1.75
31.6	0.84	1.05	1.40
42.2	0.73	0.91	1.22
52.8	0.66	0.82	1.10
63.3	0.62	0.78	1.03
73.9	0.59	0.74	0.98
84.4	0.56	0.70	0.93
95.0	0.54	0.68	0.90
105.5	0.52	0.65	0.87
126.5	0.48	0.60	0.80
147.7	0.45	0.56	0.75
168.8	0.43	0.54	0.72
189.9	0.40	0.50	0.67
211.0	0.38	0.48	0.64
422.0	0.30	0.38	0.50
633.0	0.27	0.34	0.45
844.0	0.25	0.31	0.42
1055	0.23	0.29	0.38
2110	0.20	0.25	0.33

ANNEXE 1
(paragraphe 12(1))

PERTE DE RENDEMENT THERMIQUE —
CHAUDIÈRE AQUATUBULAIRE

Capacité nominale GJ/h	Pourcentage de capacité nominale		
	100 %	80 %	60 %
10,5	1,60	2,00	2,67
21,1	1,05	1,31	1,75
31,6	0,84	1,05	1,40
42,2	0,73	0,91	1,22
52,8	0,66	0,82	1,10
63,3	0,62	0,78	1,03
73,9	0,59	0,74	0,98
84,4	0,56	0,70	0,93
95,0	0,54	0,68	0,90
105,5	0,52	0,65	0,87
126,5	0,48	0,60	0,80
147,7	0,45	0,56	0,75
168,8	0,43	0,54	0,72
189,9	0,40	0,50	0,67
211,0	0,38	0,48	0,64
422,0	0,30	0,38	0,50
633,0	0,27	0,34	0,45
844,0	0,25	0,31	0,42
1055	0,23	0,29	0,38
2110	0,20	0,25	0,33

SCHEDULE 2
(Subsection 12(3))

DEFAULT HIGHER HEATING VALUES

TABLE 1
SOLID FUELS

Item	Column 1 Type of fuel	Column 2 Default higher heating value (GJ/tonne)
1.	Bituminous Canadian coal – Western	25.6
2.	Bituminous Canadian coal – Eastern	27.9
3.	Bituminous non-Canadian coal – U.S.	25.7
4.	Bituminous non-Canadian coal – Other Countries	29.9
5.	Sub-bituminous Canadian coal – Western	19.2
6.	Sub-bituminous non-Canadian coal – U.S.	19.2
7.	Coal – lignite	15.0
8.	Coal – anthracite	27.7
9.	Coal coke and metallurgical coke	28.8
10.	Petroleum coke from refineries	46.4
11.	Petroleum coke from upgraders	40.6
12.	Municipal solid waste	11.5
13.	Tires	31.2
14.	Wood and wood waste ¹	19.0
15.	Agricultural byproducts ¹	17.0
16.	Peat ¹	9.3

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

ANNEXE 2
(paragraphe 12(3))

POUVOIR CALORIFIQUE SUPÉRIEUR PAR DÉFAUT

TABLEAU 1
COMBUSTIBLES SOLIDES

Article	Colonne 1 Type de combustible	Colonne 2 Pouvoir calorifique supérieur par défaut (GJ/tonne)
1.	Charbon bitumineux canadien – Ouest	25,6
2.	Charbon bitumineux canadien – Est	27,9
3.	Charbon bitumineux non canadien – É.-U.	25,7
4.	Charbon bitumineux non canadien – autres pays	29,9
5.	Charbon subbitumineux canadien – Ouest	19,2
6.	Charbon subbitumineux non canadien – É.-U.	19,2
7.	Charbon – lignite	15,0
8.	Charbon – anthracite	27,7
9.	Coke de charbon et coke métallurgique	28,8
10.	Coke de pétrole (raffineries)	46,4
11.	Coke de pétrole (usines de valorisation)	40,6
12.	Déchets solides municipaux	11,5
13.	Pneus	31,2
14.	Bois et déchets ligneux ¹	19,0
15.	Sous-produits agricoles ¹	17,0
16.	Tourbe ¹	9,3

¹ Les valeurs du pouvoir calorifique supérieur du bois et des déchets ligneux, des sous-produits agricoles et de la tourbe sont établies sur une base anhydre. Celles des autres types de combustible sont établies sur une base humide.

TABLE 2
LIQUID FUELS

Column 1		Column 2
Item	Type of fuel	Default higher heating value (GJ/kL)
1.	Diesel	38.3
2.	Light fuel oil	38.8
3.	Heavy fuel oil	42.5
4.	Ethanol	21.0
5.	Distillate fuel oil No. 1	38.78
6.	Distillate fuel oil No. 2	38.50
7.	Distillate fuel oil No. 4	40.73
8.	Kerosene	37.68
9.	Liquefied petroleum gases (LPG)	25.66
10.	Natural gasoline	30.69
11.	Motor gasoline	34.87
12.	Aviation gasoline	33.52
13.	Kerosene-type aviation	37.66

TABLE 3
GASEOUS FUELS

Column 1		Column 2
Item	Type of fuel	Default higher heating value (GJ/standard m ³)
1.	Biogas (captured methane)	0.0281
2.	Propane (pure, not mixtures of LPG) ¹	25.31
3.	Propylene	25.39
4.	Ethane	17.22
5.	Ethylene	27.90
6.	Isobutane	27.06
7.	Isobutylene	28.73
8.	Butane	28.44
9.	Butylene	28.73

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 3
(Subsection 26(5) and section 30)

CHANGE REPORT OR ANNUAL REPORT —
INFORMATION REQUIRED

- The following information respecting the responsible person:
 - an indication of whether they are an owner or operator of the boiler or heater and their name and civic address;
 - the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, email address and fax number, of their authorized official; and
 - 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.

TABLEAU 2
COMBUSTIBLES LIQUIDES

Colonne 1		Colonne 2
Article	Type de combustible	Pouvoir calorifique supérieur par défaut (GJ/kL)
1.	Diesel	38,3
2.	Mazout léger	38,8
3.	Mazout lourd	42,5
4.	Éthanol	21,0
5.	Mazout léger n° 1	38,78
6.	Mazout léger n° 2	38,50
7.	Mazout léger n° 4	40,73
8.	Kérosène	37,68
9.	Gaz de pétrole liquifié (GPL)	25,66
10.	Essence naturelle	30,69
11.	Essence à moteur	34,87
12.	Essence aviation	33,52
13.	Kérosène de type aviation	37,66

TABLEAU 3
COMBUSTIBLES GAZEUX

Colonne 1		Colonne 2
Article	Type de combustible	Pouvoir calorifique supérieur par défaut (GJ/m ³ normalisé)
1.	Biogaz (méthane capté)	0,0281
2.	Propane (pur, pas un mélange de GPL) ¹	25,31
3.	Propylène	25,39
4.	Éthane	17,22
5.	Éthylène	27,90
6.	Isobutane	27,06
7.	Isobutylène	28,73
8.	Butane	28,44
9.	Butylène	28,73

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 gaz de pétrole liquéfié (GPL).

ANNEXE 3
(paragraphe 26(5) et article 30)

RAPPORT ANNUEL OU DE CHANGEMENT —
RENSEIGNEMENTS À FOURNIR

- Les renseignements ci-après concernant la personne responsable :
 - une mention portant qu'elle est le propriétaire ou l'exploitant de la chaudière ou du four industriel, ainsi que ses nom et adresse municipale;
 - les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique de son agent autorisé;
 - 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.** The following information respecting the boiler or heater:
- its serial number;
 - the civic address of the facility where it is located; and
 - its unique identifier, if any, within the facility.
- 3.** The following information — if it has changed since the most recent initial report or annual report — respecting the boiler or heater:
- for each responsible person for the boiler or heater, other than the responsible person mentioned in paragraph 1(a), if any
 - their name and civic address, and
 - an indication of whether they are an owner or operator;
 - an indication of whether it is a boiler or a heater;
 - its rated capacity;
 - for a class 80 original boiler or heater or a class 70 original boiler or heater or a modern or transitional boiler or heater, the serial number of each of its burners;
 - for a class 80 original boiler or heater or a class 70 original boiler or heater, the floor plan for the facility where it is located;
 - for a modern or transitional boiler or heater, its commissioning date;
 - for a modern boiler, its thermal efficiency determined in accordance with section 12 of these Regulations;
 - for a modern heater, the rated capacity of any equipment used to preheat the air; and
 - for a class 80 original boiler or heater or a class 70 original boiler or heater that has undergone a major modification,
 - the commissioning date for the boiler or heater with that major modification, and
 - a description of the major modification.
- 4.** The following information respecting tests on the boiler or heater:
- for a boiler or heater on which a stack test was conducted,
 - the date on which the stack test was conducted,
 - the percentage of its rated capacity at which the boiler or heater was operating during the stack test,
 - a confirmation that the stack test was conducted while the boiler or heater was operating at a steady-state and a description of that steady-state,
 - for modern boilers or heaters, the methane content of the gaseous fossil fuel combusted during the stack test,
 - the percentage of the boiler's or heater's input energy in its combustion chamber coming from gaseous fossil fuel during the stack test,
 - the method referred to in subsection 15(2) of these Regulations used for the stack test to measure the concentration of NO_x and if an alternative rule approved under subsection 74(5) of these Regulations was used, that rule and the rule it replaced, and
 - the emission-intensity of the boiler or heater, as determined in accordance with section 16 of these Regulations, for each of the three test-runs that comprises the stack test and the average of those emission-intensities; and

- 2.** Les renseignements ci-après concernant la chaudière ou le four industriel :
- son numéro de série;
 - l'adresse municipale de l'installation où il se trouve;
 - l'identifiant unique de la chaudière ou du four industriel au sein de l'installation, le cas échéant.
- 3.** Les renseignements ci-après — s'ils diffèrent de ceux qui figurent dans le rapport initial ou annuel le plus récent — concernant la chaudière ou le four industriel :
- à l'égard de chaque personne responsable autre que celle mentionnée à l'alinéa 1a), les renseignements ci-après le cas échéant :
 - ses nom et adresse municipale,
 - une mention portant qu'elle est le propriétaire ou l'exploitant;
 - une indication portant qu'il s'agit d'une chaudière ou d'un four industriel;
 - sa capacité nominale;
 - le numéro de série de chacun de ses brûleurs, pour la chaudière ou le four industriel d'origine de classe 70 ou 80 et pour la chaudière ou le four industriel modernes ou de transition;
 - le plan d'implantation de l'installation dans laquelle il se trouve, pour la chaudière ou le four industriel d'origine de classe 70 ou 80;
 - sa date de mise en service, pour la chaudière ou le four industriel moderne ou de transition;
 - le rendement thermique déterminé en conformité avec l'article 12 du présent règlement, pour la chaudière moderne;
 - la capacité nominale de l'équipement qui préchauffe l'air, pour le four industriel moderne, le cas échéant;
 - pour la chaudière ou le four industriel d'origine de classe 70 ou 80 ayant subi une modification majeure :
 - la date de mise en service de la chaudière ou du four industriel comportant une telle modification,
 - une description de la modification.
- 4.** Les renseignements ci-après concernant les essais sur la chaudière ou le four industriel :
- pour la chaudière ou le four industriel ayant subi un essai en cheminée:
 - la date de l'essai,
 - le pourcentage de la capacité nominale à laquelle de fonctionnement de la chaudière ou du four industriel pendant l'essai,
 - une confirmation portant que l'essai a été effectué alors que la chaudière ou le four industriel était à l'état stable et une description de cet état,
 - la concentration en méthane du combustible fossile gazeux brûlé lors de l'essai, pour la chaudière ou le four industriel moderne,
 - le pourcentage de l'apport énergétique alimentant la chambre de combustion provenant d'un combustible fossile gazeux pendant l'essai,
 - la méthode employée pour mesurer la concentration en NO_x mentionnée au paragraphe 15(2) du présent règlement pour l'essai et, si une règle de remplacement approuvée aux termes du paragraphe 74(5) du présent règlement a été utilisée, sa description et une mention de la règle remplacée,
 - l'intensité d'émission déterminée en conformité avec l'article 16 du présent règlement pour chacune des trois rondes de l'essai et la moyenne de ces intensités d'émission;

(b) for a boiler or heater for which a CEMS was used to conduct the test,

(i) whether an alternative rule approved under subsection 74(5) of these Regulations was used and, if so, that rule and the rule it replaced,

(ii) the number of hours in the reference period,

(iii) the lowest percentage of the boiler or heater's input energy in its combustion chamber coming from gaseous fossil fuel during the period — referred to in subsection 18(1) or (2) of these Regulations, as the case may be — during which the greatest rolling hourly average emission-intensity among all the rolling hourly averages in the reference period was recorded by the CEMS,

(iv) for modern boilers or heaters, the average of the methane content of the gaseous fossil fuel combusted during the period — referred to in subsection 18(1) or (2) of these Regulations, as the case may be — during which the greatest rolling hourly average emission-intensity among all the rolling hourly averages in the reference period was recorded by the CEMS,

(v) the result of the CEMS test, namely the greatest rolling hourly average among the rolling hourly averages in the reference period that constitutes the emission-intensity of the boiler or heater, as determined in accordance with, as applicable, any of sections 19 to 26 of these Regulations, and

(vi) the date and time of that greatest rolling hourly average.

b) pour la chaudière ou le four industriel ayant subi un essai au moyen d'un SMECE :

(i) si une règle de remplacement approuvée aux termes du paragraphe 74(5) du présent règlement a été utilisée, sa description et une mention de la règle qu'elle remplace,

(ii) le nombre d'heures que comporte la période de référence,

(iii) le pourcentage le plus bas de l'apport énergétique alimentaire la chambre de combustion provenant d'un combustible fossile gazeux au cours de la période mentionnée aux paragraphes 18(1) ou (2) du présent règlement pendant laquelle l'intensité d'émission la plus élevée a été enregistrée par le SMECE parmi toutes les moyennes horaires mobiles déterminées au cours de la période de référence,

(iv) la moyenne du contenu en méthane du combustible fossile gazeux brûlé au cours de la période mentionnée aux paragraphes 18(1) ou (2) du présent règlement pendant laquelle l'intensité d'émission la plus élevée a été enregistrée par le SMECE parmi toutes les moyennes horaires mobiles déterminées au cours de la période de référence, pour la chaudière ou le four industriel moderne,

(v) le résultat de l'essai du SMECE — c'est-à-dire la moyenne horaire mobile la plus élevée parmi les moyennes horaires mobiles de la période de référence constituant l'intensité d'émission — déterminé en conformité avec celui des articles 19 à 26 du présent règlement qui s'applique,

(vi) la date et l'heure de la moyenne horaire mobile la plus élevée.

SCHEDULE 4 (Section 29)

INITIAL REPORT — INFORMATION REQUIRED

1. The following information respecting the responsible person:

(a) an indication of whether they are an owner or operator of the boiler or heater 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 boiler or heater:

(a) for each responsible person for the boiler or heater, other than the responsible person mentioned in paragraph 1(a), if any

(i) their name and civic address, and

(ii) an indication of whether they are an owner or operator;

(b) an indication of whether it is a boiler or a heater;

(c) its serial number;

(d) its rated capacity;

(e) the civic address of the facility where it is located;

(f) its unique identifier, if any, within the facility;

(g) for a class 80 original boiler or heater or a class 70 original boiler or heater, the serial number of each of its burners;

(h) for a class 80 original boiler or heater or a class 70 original boiler or heater, the floor plan for the facility where it is located;

ANNEXE 4 (article 29)

RAPPORT INITIAL — RENSEIGNEMENTS À FOURNIR

1. Les renseignements ci-après concernant la personne responsable :

a) une mention portant qu'elle est le propriétaire ou l'exploitant de la chaudière ou du four industriel, 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. Les renseignements ci-après concernant la chaudière ou le four industriel :

a) à l'égard de chaque personne responsable, autre que celle mentionnée à l'alinéa 1a), les renseignements ci-après le cas échéant :

(i) ses nom et adresse municipale,

(ii) une mention portant qu'elle est le propriétaire ou l'exploitant;

b) une indication portant qu'il s'agit d'une chaudière ou d'un four industriel;

c) son numéro de série;

d) sa capacité nominale;

e) l'adresse municipale de l'installation où il se trouve;

f) l'identifiant unique de la chaudière ou du four industriel au sein de l'installation, le cas échéant;

- (i) for a modern or transitional boiler or heater, its commissioning date;
- (j) for modern boilers or heaters that have a rated capacity of greater than 262.5 GJ/hr, a copy of the documents that establish that the boiler or heater is designed to have, for any conditions under which it operates, a maximum emission-intensity of
- (i) 13 g/GJ, for a modern boiler, and
 - (ii) 16 g/GJ, for a modern heater;
- (k) for a modern boiler, its thermal efficiency, as determined in accordance with section 12 of these Regulations;
- (l) for a modern heater, the rated capacity of any equipment used to preheat the air;
- (m) for a boiler or heater on which an initial stack test was conducted,
- (i) the date on which the initial stack test was conducted,
 - (ii) the percentage of its rated capacity at which the boiler or heater was operating during the initial stack test,
 - (iii) a confirmation that the initial stack test was conducted while the boiler or heater was operating at a steady-state and a description of that steady-state,
 - (iv) for modern boilers or heaters, the methane content of the gaseous fossil fuel combusted during the initial stack test,
 - (v) the percentage of the boiler's or heater's input energy in its combustion chamber coming from gaseous fossil fuel during the initial stack test,
 - (vi) the method referred to in subsection 15(2) of these Regulations used for the initial stack test to measure the concentration of NO_x and if an alternative rule approved under subsection 74(5) of these Regulations was used, that rule and the rule it replaced, and
 - (vii) the emission-intensity of the boiler or heater determined in accordance with section 16 of these Regulations for each of the three test-runs that comprises the initial stack test and the average of those emission-intensities; and
- (n) for a boiler or heater for which a CEMS was used for the initial test,
- (i) whether an alternative rule approved under subsection 74(5) of these Regulations was used and, if so, that rule and the rule it replaced,
 - (ii) the number of hours in the reference period,
 - (iii) the lowest percentage of the boiler or heater's input energy in its combustion chamber coming from gaseous fossil fuel during the period — referred to in subsection 18(1) or (2) of these Regulations, as the case may be — during which the greatest rolling hourly average emission-intensity among all the rolling hourly averages in the reference period was recorded by the CEMS,
 - (iv) for modern boilers or heaters, the average of the methane content of the gaseous fossil fuel combusted during the period — referred to in subsection 18(1) or (2) of these Regulations, as the case may be — during which the greatest rolling hourly average emission-intensity among all the rolling hourly averages in the reference period was recorded by the CEMS,
 - (v) the result of the initial CEMS test, namely the greatest rolling hourly average among the rolling hourly averages in the reference period that constitutes the emission-intensity of the boiler or heater, as determined in accordance with, as applicable, any of sections 19 to 26 of these Regulations, and
 - (vi) the date and time of that greatest rolling hourly average.
- g) le numéro de série de chacun de ses brûleurs, pour la chaudière ou le four industriel d'origine de classe 70 ou 80;
- h) le plan d'implantation de l'installation dans laquelle il se trouve, pour la chaudière ou le four industriel d'origine de classe 70 ou 80;
- i) sa date de mise en service, pour la chaudière ou le four industriel moderne ou de transition;
- j) pour la chaudière ou le four industriel moderne ayant une capacité nominale de plus de 262,5 GJ/h, une copie des documents établissant que la chaudière ou le four industriel est conçu, pour toutes conditions dans lesquelles il fonctionne, de manière à obtenir la capacité maximale d'intensité d'émission suivante :
- (i) 13 g/GJ pour une chaudière moderne,
 - (ii) 16 g/GJ pour un four industriel moderne;
- k) le rendement thermique déterminé en conformité avec l'article 12 du présent règlement, pour la chaudière moderne;
- l) la capacité nominale de l'équipement qui préchauffe l'air, pour le four industriel moderne;
- m) pour la chaudière ou le four industriel sur lequel a été effectué un essai en cheminée initial :
- (i) la date de l'essai initial,
 - (ii) le pourcentage de la capacité nominale de fonctionnement de la chaudière ou du four industriel pendant l'essai initial,
 - (iii) une confirmation portant que l'essai initial a été effectué alors que la chaudière ou le four industriel était à l'état stable et une description de cet état,
 - (iv) la concentration en méthane du combustible fossile gazeux brûlé lors de l'essai initial, pour la chaudière ou le four industriel moderne,
 - (v) le pourcentage de l'apport énergétique alimentant la chambre de combustion provenant d'un combustible fossile gazeux pendant l'essai initial,
 - (vi) la méthode employée pour mesurer la concentration en NO_x mentionnée au paragraphe 15(2) du présent règlement pour l'essai initial et, si une règle de remplacement approuvée aux termes du paragraphe 74(5) du présent règlement a été utilisée, la description de cette règle et une mention de la règle remplacée,
 - (vii) l'intensité d'émission déterminée en conformité avec l'article 16 du présent règlement pour chacune des trois rondes de l'essai initial et leur moyenne;
- n) pour la chaudière ou le four industriel ayant subi l'essai initial au moyen d'un SMECE :
- (i) si une règle de remplacement approuvée aux termes du paragraphe 74(5) du présent règlement a été utilisée, sa description et une mention de la règle remplacée,
 - (ii) le nombre d'heures que comporte la période de référence,
 - (iii) le pourcentage le plus faible de l'apport énergétique alimentant la chambre de combustion provenant d'un combustible fossile gazeux au cours de la période mentionnée aux paragraphes 18(1) ou (2) du présent règlement pendant laquelle l'intensité d'émission la plus élevée a été enregistrée au moyen d'un SMECE parmi toutes les moyennes horaires mobiles déterminées au cours de la période de référence,
 - (iv) la concentration moyenne en méthane du combustible fossile gazeux brûlé au cours de la période mentionnée aux paragraphes 18(1) ou (2) du présent règlement pendant laquelle l'intensité d'émission la plus élevée a été enregistrée par le SMECE parmi toutes les moyennes horaires mobiles déterminées au cours de la période de référence, pour la chaudière ou le four industriel moderne,

SCHEDULE 5
(Subsections 45(1) and 60(3))

ENGINE REGISTRY — INFORMATION REQUIRED

1. The following information respecting the responsible person:
 - (a) their name, civic and postal addresses, telephone number and, if any, email address and fax number;
 - (b) an indication of whether they are an owner or operator of the engine;
 - (c) the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, email address and fax number, of their authorized official;
 - (d) 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;
 - (e) an indication as to whether they made an election referred to in subsection 42(2) of these Regulations and the date on which they made the election, if applicable; and
 - (f) if applicable, the date on which a notification referred to in subsection 42(7) of these Regulations was sent.

2. The following information respecting the engine or the replacement unit, as the case may be:
 - (a) for each responsible person for the engine or replacement unit, other than the responsible person mentioned in paragraph 1(a), if any
 - (i) their name and civic address, and
 - (ii) an indication of whether they are an owner or operator;
 - (b) the civic address of the facility where the engine or replacement unit is located or, if there is no civic address, its latitude and longitude;
 - (c) its serial number, as specified on its nameplate provided by its manufacturer or, in the absence of that nameplate, as set out in a document provided by its manufacturer;
 - (d) its make and model;
 - (e) in the case of an engine, whether it is an original engine or a modern engine;
 - (f) its rated brake power, expressed in kW;
 - (g) in the case of an engine, whether it is a
 - (i) two-stroke lean-burn engine,
 - (ii) four-stroke lean-burn engine, or
 - (iii) four-stroke rich-burn engine;
 - (h) the type of emission control system, if any, with which it is equipped;
 - (i) in the case of a modern engine, the date on which it began to operate;
 - (j) in the case of an original engine
 - (i) the date on which it was designated as belonging to the responsible person's group,

- (v) le résultat de l'essai initial SMECE — c'est-à-dire la moyenne horaire mobile la plus élevée parmi les moyennes horaires mobiles de la période de référence constituant l'intensité d'émission — déterminée en conformité avec celui des articles 19 à 26 du présent règlement qui s'applique,
- (vi) la date et l'heure de la moyenne horaire mobile la plus élevée.

ANNEXE 5
(paragraphes 45(1) et 60(3))

REGISTRE DES MOTEURS — RENSEIGNEMENTS À FOURNIR

1. Les renseignements ci-après sur la personne responsable :
 - a) ses nom, addresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique;
 - b) une mention portant qu'elle est le propriétaire ou l'exploitant du moteur;
 - c) les nom, titre, addresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique de l'agent autorisé;
 - d) les nom, titre, addresses 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;
 - e) une indication que la personne responsable a effectué le choix visé au paragraphe 42(2) du présent règlement et la date à laquelle elle a effectué ce choix;
 - f) la date d'envoi de l'avis d'annulation visé au paragraphe 42(7) du présent règlement.

2. Les renseignements ci-après concernant le moteur ou l'unité de remplacement :
 - a) à l'égard de chaque personne responsable autre que celle mentionnée à l'alinéa 1a), les renseignements ci-après le cas échéant :
 - (i) ses nom et adresse municipale,
 - (ii) une mention portant qu'elle est le propriétaire ou l'exploitant;
 - b) l'adresse municipale de l'installation où il se trouve ou sa latitude et sa longitude s'il n'a pas d'adresse;
 - c) le numéro de série figurant sur la plaque signalétique fournie par le fabricant ou, en l'absence d'une telle plaque, dans un document fourni par le fabricant;
 - d) sa marque et son modèle;
 - e) dans le cas d'un moteur, s'il s'agit d'un moteur d'origine ou moderne;
 - f) sa puissance au frein nominale, exprimée en kW;
 - g) dans le cas d'un moteur, le type de moteur parmi les suivants :
 - (i) deux temps à mélange pauvre,
 - (ii) quatre temps à mélange pauvre,
 - (iii) quatre temps à mélange riche;
 - h) la technologie antipollution y étant installée, le cas échéant;
 - i) dans le cas d'un moteur moderne, la date de sa mise en fonctionnement;
 - j) dans le cas d'un moteur d'origine :
 - (i) la date à laquelle il a été désigné comme appartenant au groupe de la personne responsable,

- (ii) if applicable, the date on which that designation was cancelled, and
- (iii) if the engine is a four-stroke lean-burn engine, the excess oxygen content in the exhaust gas;
- (k) in the case of a replacement unit or modern replacement engine,
 - (i) the date on which the replacement occurred,
 - (ii) the serial number of each of the original engines that were replaced, and
 - (iii) the date on which each of those original engines were removed from the responsible person's group;
- (l) in the case of a replacement unit, whether it is
 - (i) an electric motor, or
 - (ii) a turbine;
- (m) if applicable, the serial number of the
 - (i) engines and replacement units that belong to the same subgroup as the engine or replacement unit in question, and
 - (ii) the engines that belong to the subset described in subsection 41(1) of these Regulations; and
- (n) for an engine or replacement unit that belongs to a subgroup, the emission-value assigned to it.

SCHEDULE 6
(Section 63)

ANNUAL REPORT — INFORMATION REQUIRED

1. The name, civic and postal addresses, telephone number and, if any, email address and fax number, of the responsible person who is sending the annual report.
2. The following information respecting each performance test referred to in section 53 of these Regulations conducted by the responsible person during the year in question:
 - (a) the date on which the test was conducted and the name of the person and, if different, of the individual, who conducted the performance test;
 - (b) the serial number of the engine tested, as specified on the nameplate provided by its manufacturer or, in the absence of such a nameplate, as set out in a document provided by its manufacturer or by a government body;
 - (c) the methods referred to in subsections 50(1), (2) and (4) of these Regulations that were used to conduct the test; and
 - (d) the emission-intensity of the engine, as determined under section 53 of these Regulations.
3. The following information respecting each low-use engine of the responsible person:
 - (a) the serial number of the engine, as specified on the nameplate provided by its manufacturer or, in the absence of such a nameplate, as set out in a document provided by its manufacturer or by a government body;
 - (b) the number of hours during which it operated during the year in question as measured on a continuous basis by means of a non-resettable hour meter or another non-resettable device; and
 - (c) if applicable, the number of hours, expressed in whole hours, during which the engine operated during an emergency during the year in question.

- (ii) s'il y a lieu, la date à laquelle la désignation a été annulée,
- (iii) s'il s'agit d'un moteur à quatre temps à mélange pauvre, la teneur en oxygène en excès dans les gaz d'échappement;
- k) dans le cas de l'unité de remplacement ou du moteur moderne de remplacement :
 - (i) la date à laquelle le remplacement a eu lieu,
 - (ii) le numéro de série de chaque moteur d'origine remplacé,
 - (iii) la date à laquelle chacun de ces moteurs d'origine a été retiré du groupe de la personne responsable;
- l) dans le cas d'une unité de remplacement, le type d'unité de remplacement parmi les suivants :
 - (i) le moteur électrique,
 - (ii) la turbine;
- m) le numéro de série des moteurs et des unités de remplacement suivants :
 - (i) ceux appartenant au même sous-groupe que le moteur ou l'unité de remplacement visé,
 - (ii) ceux appartenant au sous-ensemble visé au paragraphe 41(1) du présent règlement;
- n) la valeur d'émission qui lui est assignée s'il appartient à un sous-groupe.

ANNEXE 6
(article 63)

RAPPORT ANNUEL — RENSEIGNEMENTS À FOURNIR

1. Les nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique de la personne responsable qui envoie le rapport.
2. Les renseignements ci-après concernant les essais de rendement prévus à l'article 53 du présent règlement qui ont été effectués par la personne responsable au cours de l'année visée par le rapport :
 - a) la date de l'essai et le nom de la personne ayant effectué l'essai et, s'il est différent, le nom de l'individu ayant effectué l'essai;
 - b) le numéro de série du moteur sujet à l'essai de rendement figurant sur la plaque signalétique du moteur fournie par le fabricant ou, en l'absence d'une telle plaque, dans un document fourni par le fabricant du moteur ou par un organisme gouvernemental;
 - c) toute méthode, mentionnée aux paragraphes 50(1), (2) ou (4) du présent règlement, suivie pour effectuer l'essai de rendement;
 - d) l'intensité d'émission du moteur déterminée conformément à l'article 53 du présent règlement.
3. Les renseignements ci-après concernant les moteurs à faible utilisation de la personne responsable :
 - a) le numéro de série du moteur figurant sur la plaque signalétique du moteur fournie par le fabricant ou, en l'absence d'une telle plaque, dans un document fourni par le fabricant du moteur ou par un organisme gouvernemental;
 - b) le nombre d'heures de fonctionnement durant l'année visée par le rapport, mesurées en continu à l'aide d'un compteur horaire ou d'un autre appareil ne pouvant être remis à zéro;
 - c) la durée du fonctionnement du moteur pendant toute urgence durant l'année visée par le rapport, exprimée en heures entières.

4. For each of the responsible person's subgroups, if they made an election referred to in subsection 42(1) of these Regulations that remains in effect,

- (a) the serial number of the engines and replacement units that belonged to the subgroup during the year in question;
- (b) for each of those engines and replacement units, each emission-value assigned to it during the year in question;
- (c) for each of those engines and replacement units and for each emission-value assigned to it during the year in question, the number of hours during that year during which it operated while belonging to that subgroup and having that assigned emission-value;
- (d) for each of those engines and replacement units, the total number of hours contained in all periods referred to in section 35 of these Regulations during the year in question; and
- (e) the yearly average emission-intensity of the subgroup, as determined in accordance with subsection 42(4) of these Regulations, expressed in ppmvd or g/kWh.

5. If applicable, the following information respecting the subset described to in section 41 of these Regulations:

- (a) for each engine belonging to the subset and each engine referred to in subsection 41(2) of these Regulations, its serial number, as specified on the nameplate provided by its manufacturer or, in the absence of such a nameplate, as set out in a document provided by its manufacturer or by a government body; and
- (b) information that demonstrates that the total rated brake power of the subset is at least 50% of the total rated brake power of the responsible person's group.

6. For each engine referred to in section 54 of these Regulations, the following information respecting each determination referred to in that section of the percentage of oxygen in the engine's exhaust gas made by the responsible person during the year in question:

- (a) the date of the determination;
- (b) the serial number of the engine, as specified on its nameplate provided by its manufacturer or, in the absence of that nameplate, as set out in a document provided by the engine's manufacturer or by a government body; and
- (c) the percentage of oxygen.

SCHEDULE 7 (Section 72)

ANNUAL REPORT — INFORMATION REQUIRED

1. The following information respecting the responsible person:

- (a) an indication of whether they are an owner or operator of the cement manufacturing facility 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.

4. Pour chaque sous-groupe de la personne responsable lorsqu'elle a fait un choix aux termes du paragraphe 42(1) du présent règlement et que celui-ci demeure valide, quant à l'année visée par le rapport, les renseignements suivants :

- a) le numéro de série des moteurs et unités de remplacement ayant appartenu au sous-groupe;
- b) pour chaque moteur et unité de remplacement ayant appartenu au sous-groupe, chaque valeur d'émission lui ayant été attribuée;
- c) pour chaque moteur et unité de remplacement ayant appartenu au sous-groupe et pour chaque valeur d'émission lui ayant été attribuée durant l'année, le nombre d'heures pendant lesquelles il a fonctionné au sein de ce sous-groupe avec cette valeur d'émission;
- d) pour chaque moteur et unité de remplacement ayant appartenu au sous-groupe, le nombre d'heures qu'ont comporté toutes les périodes visées à l'article 35 du présent règlement;
- e) la moyenne annuelle d'intensité d'émission du sous-groupe déterminée en conformité avec le paragraphe 42(4) du présent règlement, exprimée en ppmvs ou en g/kWh.

5. Pour le sous-ensemble mentionné à l'article 41 du présent règlement :

- a) pour chaque moteur du sous-ensemble et pour chaque moteur visé au paragraphe 41(2) du présent règlement, le numéro de série figurant sur la plaque signalétique du moteur fournie par le fabricant ou, en l'absence d'une telle plaque, dans un document fourni par le fabricant du moteur ou par un organisme gouvernemental;
- b) la preuve que la puissance au frein nominale totale du sous-ensemble est d'au moins 50 % de la puissance au frein nominale totale du groupe de la personne responsable.

6. Pour chaque moteur visé à l'article 54 du présent règlement, les renseignements ci-après concernant la détermination du pourcentage volumique en oxygène dans les gaz d'échappement prévu à cet article par la personne responsable au cours de l'année visée par le rapport :

- a) la date à laquelle le pourcentage a été déterminé;
- b) le numéro de série du moteur sujet à l'essai de rendement figurant sur la plaque signalétique du moteur fournie par le fabricant ou, en l'absence d'une telle plaque, dans un document fourni par le fabricant du moteur ou par un organisme gouvernemental;
- c) le pourcentage volumique en oxygène.

ANNEXE 7 (article 72)

RAPPORT ANNUEL — RENSEIGNEMENTS À FOURNIR

1. Les renseignements ci-après sur la personne responsable :

- a) une mention portant qu'elle est le propriétaire ou l'exploitant de la cimenterie, 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. The following information respecting the cement manufacturing facility:

- (a) for each responsible person for the cement manufacturing facility, other than the responsible person mentioned in paragraph 1(a), if any
 - (i) their name and civic address, and
 - (ii) an indication of whether they are an owner or operator;
- (b) its name and civic address, if any;
- (c) its latitude and longitude;
- (d) its National Pollutant Release Inventory identification number assigned by the Minister for the purpose of section 48 of the Act;
- (e) the number of kilns;
- (f) for each kiln, its type; and
- (g) for each kiln, for the year for which the annual report is made,
 - (i) the quantity of NO_x emitted, expressed in kilograms,
 - (ii) the quantity of SO₂ emitted, expressed in kilograms, and
 - (iii) the quantity of clinker produced, expressed in tonnes.

3. If applicable, the emission-intensity elected by the responsible person in accordance with subsection 68(2) of these Regulations as the value for EI_{NO_xi} in subsection 68(1) of these Regulations.

SCHEDULE 8
(Subsection 73(3))

AUDITOR'S REPORT — INFORMATION
REQUIRED

- 1.** The name, civic address and telephone number of the responsible person.
- 2.** The name, civic address, telephone number and qualifications of the auditor and, if any, their fax number and email address.
- 3.** The procedures followed by the auditor to assess whether
 - (a) the responsible person's use of the CEMS complied with the Quality Assurance/Quality Control manual referred to in section 6 of the CEMS Reference Method;
 - (b) the responsible person complied with the CEMS Reference Method; and
 - (c) the CEMS has met the specifications set out in the CEMS Reference Method, in particular, in its sections 3 to 5.
- 4.** A declaration of the auditor's opinion as to whether
 - (a) the responsible person's use of the CEMS complied with the Quality Assurance/Quality Control manual referred to in section 6 of the CEMS Reference Method;
 - (b) the responsible person complied with the CEMS Reference Method; and
 - (c) the CEMS has met the specifications set out in the CEMS Reference Method, in particular, in its sections 3 to 5.
- 5.** A declaration of the auditor's opinion as to whether the responsible person has ensured that the Quality Assurance/Quality Control manual was updated in accordance with section 6.5.2 of the CEMS Reference Method.

[23-1-o]

2. Les renseignements ci-après sur la cimenterie :

- a) à l'égard de chaque personne responsable, autre que celle mentionnée à l'alinéa 1a), les renseignements ci-après le cas échéant :
 - (i) ses nom et adresse municipale,
 - (ii) une mention portant qu'elle est le propriétaire ou l'exploitant;
- b) ses nom et adresse municipale, le cas échéant;
- c) sa latitude et sa longitude;
- d) le numéro d'identification attribué par le ministre pour l'inventaire national des rejets polluants établi en application de l'article 48 de la Loi;
- e) le nombre de fours;
- f) le type de chacun des fours;
- g) pour chacun des fours, pour l'année visée par le rapport annuel,
 - (i) les émissions de NO_x exprimées en kilogrammes,
 - (ii) les émissions de SO₂ exprimées en kilogrammes;
 - (iii) la quantité de clinker produite exprimée en tonnes.

3. S'il y a lieu, l'intensité d'émission choisie par la personne responsable aux termes du paragraphe 68(2) du présent règlement pour l'élément IE_{NO_xi} de la formule figurant au paragraphe 68(1) du présent règlement.

ANNEXE 8
(paragraphe 73(3))

RAPPORT DU VÉRIFICATEUR —
RENSEIGNEMENTS À FOURNIR

- 1.** Les nom, adresse municipale et numéro de téléphone de la personne responsable.
- 2.** Les nom, adresse municipale, numéro de téléphone et titres de compétence du vérificateur et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique.
- 3.** Les procédures utilisées par le vérificateur pour évaluer les éléments suivants :
 - a) l'utilisation, par la personne responsable, du SMECE en conformité avec le manuel d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité visé à la section 6 de la méthode de référence du SMECE;
 - b) la mesure dans laquelle la personne responsable s'est conformée à la méthode de référence du SMECE;
 - c) la conformité du système avec les spécifications de la méthode de référence du SMECE, notamment les sections 3 à 5.
- 4.** Une attestation du vérificateur portant qu'à son avis, ce qui suit a ou non été observé :
 - a) la personne responsable utilise le SMECE en conformité avec le manuel d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité visé à la section 6 de la méthode de référence du SMECE;
 - b) la mesure dans laquelle la personne responsable s'est conformée à la méthode de référence du SMECE;
 - c) le système est conforme aux spécifications de la méthode de référence du SMECE, notamment aux sections 3 à 5.
- 5.** Une attestation du vérificateur portant qu'à son avis le manuel d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité a ou non été mis à jour par la personne responsable conformément à la section 6.5.2 de la méthode de référence du SMECE.

[23-1-o]

Order Designating Prince Edward Island for the Purposes of the Criminal Interest Rate Provisions of the Criminal Code

Statutory authority

Criminal Code

Sponsoring departments

Department of Industry and Department of Justice

Décret de désignation de l'Île-du-Prince-Édouard relativement aux dispositions sur le taux d'intérêt criminel du Code criminel

Fondement législatif

Code criminel

Ministères responsables

Ministère de l'Industrie et ministère de la Justice

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(This statement is not part of the Order.)

Executive summary

Issues: Payday loans are small short-term consumer loans, generally for about \$300–\$500, to be repaid in approximately 10 days along with the cost of borrowing, when the loan recipient receives his or her next pay. Concerns have arisen about questionable business practices and the high cost of borrowing associated with such loans. The proposed designation Order responds to Prince Edward Island's concerns with respect to consumer protection in the payday lending industry by facilitating the provincial regulation of the industry in that province.

Description: This proposed Order, made pursuant to subsection 347.1(3) of the *Criminal Code*, would designate Prince Edward Island for the purposes of section 347.1 of the *Criminal Code*. Section 347.1 provides that the Governor in Council shall designate a province for the purposes of that provision, if the province meets certain criteria. The province must have legislative measures that protect recipients of payday loans, including limits on the total cost of borrowing for such loans. The proposed Order would be made at the request of the Lieutenant Governor in Council of Prince Edward Island.

Cost-benefit statement: The proposed Order would facilitate the implementation of improved consumer protection in Prince Edward Island. Consumers there would benefit from the implementation of a limit on the cost of payday loans (\$25 per \$100 loaned), and a number of other regulatory requirements to protect recipients of payday loans. Costs would be accrued principally by payday lenders, who would have to adjust their business practices according to the new provincial requirements.

Business and consumer impacts: There is no federal administrative burden associated with the proposed Order. Any administrative burden falls to the provincial government, which will be responsible for the enforcement of provincial consumer protection law. Other business and consumer impacts are as described in the cost-benefit statement.

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

(Ce résumé ne fait pas partie du Décret.)

Résumé

Enjeux : Les prêts sur salaire sont des prêts à la consommation à court terme, généralement d'environ 300 \$ à 500 \$, qui doivent, avec le coût d'emprunt, être remboursés dans un délai d'environ 10 jours, à la réception par le bénéficiaire de sa paye suivant l'octroi du prêt. Les pratiques commerciales douteuses et les coûts d'emprunt élevés associés à ces prêts ont suscité des préoccupations. Le projet de décret de désignation vise à répondre aux préoccupations de l'Île-du-Prince-Édouard à l'égard de la protection des consommateurs dans l'industrie du prêt sur salaire et cherche à faciliter la réglementation de cette dernière dans la province.

Description : Le projet de décret, pris en vertu du paragraphe 347.1(3) du *Code criminel*, désignerait l'Île-du-Prince-Édouard pour l'application de l'article 347.1 du *Code criminel*. Suivant l'article 347.1, le gouverneur en conseil désigne une province si celle-ci répond à certains critères. La province doit avoir adopté des mesures législatives qui protègent les bénéficiaires de prêts sur salaire, notamment un plafond au coût total des prêts. Le projet de décret est pris à la demande du lieutenant-gouverneur en conseil de l'Île-du-Prince-Édouard.

Énoncé des coûts et avantages : Le projet de décret facilitera la mise en place d'un régime amélioré de protection du consommateur à l'Île-du-Prince-Édouard. Les consommateurs de la province bénéficieront de la mise en œuvre d'une limite au coût d'emprunt des prêts sur salaire (25 \$ par 100 \$ prêtés) et d'un certain nombre de dispositions réglementaires ayant pour but de protéger les bénéficiaires de prêts sur salaire. Les coûts seront assumés principalement par les prêteurs sur salaire, qui devront adapter leurs pratiques commerciales aux nouvelles exigences provinciales.

Incidences sur les entreprises et les consommateurs : Le projet de décret n'impose pas de fardeau administratif fédéral. Tout fardeau administratif incombe au gouvernement provincial, qui sera chargé de l'application de la loi provinciale en matière de protection des consommateurs. Les autres avantages et incidences pour les commerçants et les consommateurs sont décrits dans l'énoncé des coûts et avantages.

Domestic and international coordination and cooperation:

There are no implications with respect to international coordination and cooperation. With respect to domestic cooperation and coordination, the proposed Order would be made as a result of a request by the Lieutenant Governor in Council of Prince Edward Island.

Performance measurement and evaluation plan: Evaluating the effectiveness of Prince Edward Island's legislative measures in protecting that province's payday lending recipients is the responsibility of the province itself, as the matter falls within its jurisdiction. However, the Government of Canada would monitor to ensure that Prince Edward Island continues to have legislative measures that meet the criteria of subsection 347.1(3). A revocation order in accordance with subsection 347.1(4) would be made if the required provincial legislative measures are no longer in effect.

Coordination et coopération à l'échelle nationale et internationale : Il n'y a pas d'incidence sur la coordination et la coopération à l'échelle internationale. Pour ce qui est de la coopération et de la coordination à l'échelle nationale, le projet de décret est pris à la demande du lieutenant-gouverneur en conseil de l'Île-du-Prince-Édouard.

Mesures de rendement et plan d'évaluation : L'évaluation de l'efficacité des mesures législatives prises par l'Île-du-Prince-Édouard pour protéger les bénéficiaires de prêts sur salaire de cette province est la responsabilité de la province elle-même puisque la question relève de sa compétence. Toutefois, le gouvernement du Canada veillera à ce que des mesures législatives qui répondent aux critères du paragraphe 347.1(3) soient maintenues à l'Île-du-Prince-Édouard. Un décret de révocation sera pris en vertu du paragraphe 347.1(4) si ces mesures législatives provinciales ne sont plus en vigueur.

Issues

For a number of years, some consumer advocates, regulators, and Canadians generally have expressed concerns about unfair practices associated with the payday lending industry. Concerns have included the extremely high costs of borrowing, abusive collection practices and the inadequate disclosure of contractual obligations. The Government of Prince Edward Island is acting to address these concerns, by implementing legislative measures to protect recipients of payday loans. The province's Lieutenant Governor in Council has asked the Governor in Council to designate the province pursuant to subsection 347.1(3) of the *Criminal Code*. With designation, Prince Edward Island would be able to implement its legislative measures fully, including setting limits on the cost of borrowing.

Objectives

Designating Prince Edward Island for the purposes of section 347.1 of the *Criminal Code* ensures the province has the flexibility it requires to regulate the payday lending industry as it deems appropriate. Given that the cost of borrowing charges for typical payday loans usually exceed the 60% criminal interest limit set out in section 347, representatives of some provinces have expressed the concern that provinces may face difficulty in regulating and licensing the provision of such loans (as opposed to prohibiting them outright), because to do so would essentially result in the licensing of an activity that is prohibited by the *Criminal Code*.

Description

The proposed Order would designate Prince Edward Island for the purposes of the criminal interest rate provisions of the *Criminal Code*. The proposed Order forms one aspect of a legislative scheme which exempts certain payday loan agreements from the application of section 347 of the *Criminal Code* and section 2 of the *Interest Act*. An exemption from section 347 of the *Criminal Code* was viewed by many jurisdictions as being necessary in order for them to enact measures to regulate the payday lending industry, including setting a clear limit on the total cost of borrowing.

The proposed Order would take effect on the first day upon which the province brings into force all of the following provisions:

- Sections 6 to 8 and 30 of the *Payday Loans Act*, R.S.P.E.I. 1988, Cap. P-2.1; and
- Section 24 of the *Payday Loans Act Regulations*, EC2013-67.

Enjeux

Depuis quelques années, des représentants de consommateurs, des organismes de réglementation et des Canadiens ont exprimé des préoccupations en ce qui a trait aux pratiques inéquitables associées à l'industrie du prêt sur salaire. Parmi ces préoccupations figurent les coûts d'emprunt extrêmement élevés, les pratiques de recouvrement abusives et la divulgation inadéquate des obligations contractuelles. En adoptant des mesures législatives visant la protection des bénéficiaires de prêts sur salaire, le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard répond à de telles préoccupations. Le lieutenant-gouverneur en conseil de la province a demandé au gouverneur en conseil de désigner la province pour l'application du paragraphe 347.1(3) du *Code criminel*. Une fois qu'elle aura été désignée, l'Île-du-Prince-Édouard pourra adopter l'ensemble de ses mesures législatives, notamment un plafond au coût total des prêts.

Objectifs

En désignant l'Île-du-Prince-Édouard pour l'application de l'article 347.1 du *Code criminel*, le gouverneur en conseil s'assure que la province dispose de la souplesse nécessaire pour réglementer l'industrie des prêts sur salaire comme elle le juge approprié. Comme le coût des frais d'emprunt pour les prêts sur salaire types dépasse généralement le plafond du taux d'intérêt criminel de 60 % fixé à l'article 347, les représentants de certaines provinces ont dit craindre que les provinces éprouvent de la difficulté à réglementer l'octroi de tels prêts et à délivrer les licences (plutôt que de les interdire tout simplement), parce que faire cela mènerait essentiellement à la reconnaissance officielle d'une activité criminelle.

Description

Le projet de décret désignerait l'Île-du-Prince-Édouard pour l'application des dispositions sur le taux d'intérêt criminel du *Code criminel*. Le projet de décret s'inscrit dans un cadre législatif visant à exempter certaines conventions de prêt sur salaire de l'application de l'article 347 du *Code criminel* et de l'article 2 de la *Loi sur l'intérêt*. Bon nombre de responsables gouvernementaux considèrent l'exemption à l'article 347 comme étant nécessaire, car elle leur permet de réglementer l'industrie des prêts sur salaire, notamment en imposant une limite claire au coût total d'emprunt.

Le projet de décret entrerait en vigueur le premier jour où l'ensemble des dispositions suivantes entrent en vigueur :

- les articles 6 à 8 et 30 de la loi de l'Île-du-Prince-Édouard intitulée *Payday Loans Act*, R.S.P.E.I. 1988, Cap. P-2.1;
- l'article 24 du règlement de l'Île-du-Prince-Édouard intitulé *Payday Loans Act Regulations*, EC2013-67.

Background on Prince Edward Island's request for designation

On February 19, 2013, Prince Edward Island's Minister of Justice and Attorney General wrote to the federal Minister of Justice and Minister of Industry noting that the Lieutenant Governor in Council of Prince Edward Island had formally requested designation of the province by the Governor in Council for the purposes of section 347.1 of the *Criminal Code*.

In the request, the Prince Edward Island Minister of Justice and Attorney General referred to that province's legislative measures which, once in force, would provide a number of substantive protections for recipients of payday loans in Prince Edward Island, including a limit on the cost of borrowing for payday loan agreements. The protections in the *Payday Loans Act* and the *Payday Loans Act Regulations* include, *inter alia*,

- prohibitions on rollovers (repeat loans, which can become particularly expensive for consumers) and on concurrent loans;
- a cooling-off period that allows consumers to cancel their loans without charge if they choose to do so within a specified period;
- specific contractual disclosure requirements;
- a licensing requirement; and
- a maximum cost of borrowing limit of \$25 per \$100 borrowed.

These legislative measures will be brought into force by proclamation on a date to be determined.

The Act and Regulations, once in force, would fulfill the requirements for designation as set out in subsection 347.1(3) of the *Criminal Code*, which states that "the Governor in Council shall, by order and at the request of the lieutenant governor in council of a province, designate the province for the purposes of this section if the province has legislative measures that protect recipients of payday loans and that provide for limits on the total cost of borrowing under the agreements."

The Prince Edward Island legislative measures are narrow in scope, applying only to payday lenders, and therefore have no effect on other sectors. Similarly, the federal designation has no impact on the application of section 347, outside of a narrowly defined set of payday lending agreements provided by payday lenders that are licensed by the province.

Background on the designation process

The designation process plays an important role in determining whether section 347 of the *Criminal Code*, the criminal interest rate provision, and section 2 of the *Interest Act* will apply to certain payday loan agreements. Section 347 of the *Criminal Code* makes it an offence to enter into an agreement for, or receive payment of, interest at an effective annual interest rate exceeding 60%.

Under section 347.1 of the *Criminal Code*, a payday loan agreement will be exempt from section 347 when

- (a) the payday loan is for \$1,500 or less and the term of the agreement is 62 days or less;
- (b) the payday lender is licensed or otherwise specifically authorized by the province or territory to provide payday loans; and
- (c) the province or territory has been designated by the Governor in Council.

La demande de désignation de l'Île-du-Prince-Édouard : contexte

Le 19 février 2013, le ministre de la Justice et procureur général de l'Île-du-Prince-Édouard a écrit au ministre de la Justice et au ministre de l'Industrie fédéraux leur indiquant que le lieutenant-gouverneur en conseil de l'Île-du-Prince-Édouard avait demandé officiellement au gouverneur en conseil de procéder à la désignation de la province pour l'application de l'article 347.1 du *Code criminel*.

Dans la demande, le ministre de la Justice et procureur général de l'Île-du-Prince-Édouard faisait référence aux mesures législatives de cette province, qui, une fois en vigueur, permettraient de mettre en œuvre un certain nombre de mesures propres à bien protéger les bénéficiaires de prêts sur salaire à l'Île-du-Prince-Édouard, notamment de limiter le coût d'emprunt dans les contrats de prêts sur salaire. Les mesures de protection dans le *Payday Loans Act* et le *Payday Loans Act Regulations* comptent notamment :

- l'interdiction de reconduire des prêts (les prêts à répétition, qui peuvent devenir particulièrement dispendieux pour les consommateurs) et d'accorder des prêts simultanés;
- une période de réflexion permettant aux consommateurs d'annuler leurs prêts sans frais s'ils décident de le faire dans un délai précisé;
- des exigences particulières en matière de divulgation contractuelle;
- une prescription de licences;
- une limite du coût d'emprunt de 25 \$ par 100 \$ dollars empruntés.

Ces mesures législatives entreront en vigueur par proclamation à une date qui doit être déterminée.

La loi et les règlements, une fois en vigueur, répondraient aux critères relatifs à la désignation stipulés au paragraphe 347.1(3) du *Code criminel*, qui prévoit que « le gouverneur en conseil, à la demande du lieutenant-gouverneur en conseil de toute province, désigne par décret cette dernière pour l'application du présent article, à condition que celle-ci ait adopté des mesures législatives qui protègent les bénéficiaires de prêts sur salaire et qui fixent un plafond au coût total des prêts ».

Les mesures législatives de l'Île-du-Prince-Édouard ont une portée étroite, s'appliquant seulement aux prêteurs sur salaire, et n'ont donc pas d'effet sur les autres secteurs. De même, la désignation fédérale n'a pas d'incidence sur l'application de l'article 347, si ce n'est à un ensemble étroitement défini de conventions de prêts sur salaire que peuvent conclure les prêteurs sur salaire titulaires d'une licence délivrée par la province.

Contexte du processus de désignation

La désignation par décret joue un rôle important dans l'application, à certaines conventions de prêts sur salaire, de l'article 347 du *Code criminel*, la disposition relative au taux d'intérêt criminel, et de l'article 2 de la *Loi sur l'intérêt*. L'article 347 du *Code criminel* érige en infraction le fait de conclure une convention pour percevoir des intérêts à un taux annuel effectif supérieur à 60 % ou de percevoir des intérêts à un tel taux.

En vertu de l'article 347.1, une convention de prêt sur salaire sera exemptée de l'application de l'article 347 si :

- a) la somme prêtée sur salaire est d'au plus 1 500 \$ et la durée de la convention est d'au plus 62 jours;
- b) le prêteur sur salaire est titulaire d'une licence ou de toute autre forme d'autorisation expresse de la province ou du territoire lui permettant d'accorder des prêts sur salaire;
- c) la province ou le territoire est désigné par le gouverneur en conseil.

In order for a province or territory to be designated by the Governor in Council, the province or territory must

- (a) request, through their Lieutenant Governor in Council, the federal designation; and
- (b) enact legislative measures that protect recipients of payday loans and provide for a limit on the total cost of borrowing under payday loan agreements.

In practical terms, to seek a designation, the provincial/territorial minister responsible for consumer affairs writes to the federal Minister of Justice and Minister of Industry and requests it. Accompanying its letter, the province/territory provides

- (a) a copy of its Order in Council, issued by the Lieutenant Governor in Council seeking designation for the purpose of section 347.1; and
- (b) the provincial/territorial legislation and, as applicable, regulations which demonstrate that it has legislative measures in place to protect recipients of payday loans, including that the payday lenders are licensed or otherwise specifically authorized to enter into payday loan agreements and that the legislation provides for limits on the total cost of borrowing.

Upon receipt of the letter and a determination of whether the criteria for designation have been met, the Minister of Justice and the Minister of Industry make a joint recommendation as to whether to grant the designation via Order in Council. If approved, the coming into force of the federal Order in Council may be tied to a future named event, such as the coming into force of the provincial/territorial legislative measures.

At the time the provincial/territorial request for designation is sent, it is sufficient for the province/territory to have a mechanism in place for setting a maximum cost of borrowing for payday loans. It is not necessary that the province/territory already have set the maximum cost of borrowing at that time. However, final approval of the designation cannot be made until a specific maximum cost of borrowing has been determined by the province/territory. The subsequent coming into force of the designation then coincides with the coming into force of the provincial/territorial legislative measures.

Decisions respecting the content of the provincial legislative measures, including the cost of borrowing limit, are made by the provincial legislatures and authorities, and the content of such measures may therefore vary from one province to another. It is nonetheless the case that, as a consequence of federal/provincial collaboration on this issue for a number of years, the legislative and regulatory protections for borrowers are very similar throughout much of Canada, although the cost of borrowing limits have varied somewhat.

A designation order may be revoked pursuant to subsection 347.1(4) of the *Criminal Code* if the province no longer has in force measures that meet the criteria set out in section 347.1, or if the lieutenant governor in council of the province asks the Governor in Council to revoke the designation order.

Once designated, a province may, from time to time, modify the content of its regulatory regime. However, as long as the modified measures meet the criteria set out in section 347.1, there is no need for the Governor in Council to revoke the designation pursuant to subsection 347.1(4).

Prince Edward Island will be the seventh province designated pursuant to subsection 347.1(3). Previously designated provinces are Nova Scotia, Ontario, and British Columbia (whose designations came into force in 2009); Alberta and Manitoba (2010); and Saskatchewan (2012).

Pour qu'une province ou un territoire soit désigné par le gouverneur en conseil, la province ou le territoire doit :

- a) demander, par l'entremise de son lieutenant-gouverneur en conseil, une désignation au gouvernement fédéral;
- b) adopter des mesures législatives qui protègent les bénéficiaires de prêts sur salaire et qui fixent un plafond au coût total des prêts sur salaire.

En pratique, le ministre provincial ou territorial responsable de la consommation écrit au ministre de la Justice et au ministre de l'Industrie fédéraux et leur demande de procéder à la désignation. Il joint à sa lettre :

- a) une copie du décret, pris par le lieutenant-gouverneur en conseil, en vertu duquel il demande la désignation fédérale pour l'application de l'article 347.1;
- b) la loi et, le cas échéant, le règlement qui démontrent que la province ou le territoire a adopté les mesures législatives nécessaires pour protéger les bénéficiaires de prêts sur salaire, y compris une mesure selon laquelle le prêteur sur salaire doit être titulaire d'une licence ou d'une autre forme d'autorisation expresse lui permettant de conclure une convention de prêt sur salaire, et que ces mesures fixent un plafond au coût total des prêts.

Après avoir reçu la lettre et déterminé si les conditions préalables à la désignation sont remplies, le ministre de la Justice et le ministre de l'Industrie recommandent ou non au gouverneur en conseil d'accorder par décret la désignation. Si la désignation est approuvée, l'entrée en vigueur du décret fédéral pourrait être subordonnée à un événement futur, par exemple à l'entrée en vigueur des mesures législatives provinciales ou territoriales.

Au moment où la demande de désignation est envoyée, il suffit que la province ou le territoire ait mis en place un mécanisme de plafonnement du coût des prêts sur salaire; il n'est pas nécessaire que la province ou le territoire ait déjà établi le coût maximum exact. Toutefois, la désignation ne peut être accordée avant que le coût maximum d'emprunt ait été déterminé par la province ou le territoire. L'entrée en vigueur de la désignation coïncidera alors avec l'entrée en vigueur des mesures provinciales ou territoriales.

Ce sont le législateur et les instances compétentes de la province qui prennent les décisions quant au contenu des mesures législatives et réglementaires, y inclus le plafond au coût total d'emprunt. Les dispositions peuvent donc varier d'une province à l'autre. Néanmoins, en raison d'une collaboration fédérale-provinciale qui se poursuit depuis un certain nombre d'années, les dispositions de protection du consommateur se ressemblent beaucoup presque partout au Canada, bien que les limites au coût total des prêts varient quelque peu.

Le paragraphe 347.1(4) du *Code criminel* permet de révoquer un décret de désignation si les mesures visées à l'article 347.1 ne sont plus en vigueur, ou si le lieutenant-gouverneur en conseil de la province demande au gouverneur en conseil de révoquer le décret de désignation.

Une fois désignée, la province peut, s'il y a lieu, modifier le contenu de son cadre réglementaire. Toutefois, tant que les mesures modifiées satisfont aux critères énoncés à l'article 347.1, il n'est pas nécessaire que le gouverneur en conseil révoque cette désignation conformément au paragraphe 347.1(4).

L'Île-du-Prince-Édouard sera la septième province désignée en vertu du paragraphe 347.1(3). Les provinces désignées précédemment sont la Nouvelle-Écosse, l'Ontario et la Colombie-Britannique (dont les désignations sont entrées en vigueur en 2009); l'Alberta et le Manitoba (2010); la Saskatchewan (2012).

Regulatory and non-regulatory options considered

Subsection 347.1(3) of the *Criminal Code* states clearly that an order in council is the only mechanism available to designate the province of Prince Edward Island for the purposes of section 347.1 of that Act.

Benefits and costs

There are no costs or benefits associated directly with the proposed Order. Any costs or benefits would be accrued by Prince Edward Island residents and payday lenders by virtue of the implementation of the provincial legislative measures. There will be some regulatory costs for payday lenders in the province, most concretely in the form of an annual licensing fee for each payday lending store, payable to the province.

There will be other impacts on payday lenders resulting from the new cost of borrowing limit of \$25 per \$100 loaned. Thus, those payday lenders who currently charge more than that limit will have to lower their charges to consumers in order to continue doing business. At the same time, the payday lenders will benefit from regulatory stability that has been absent up until the present time.

Consumers of payday loans in Prince Edward Island will benefit to the extent that charges for payday loans are lowered. Benefits to consumers also include greater consumer protection, as an industry that has not been regulated to date will become subject to new requirements for disclosure and contracting, and prohibitions on certain business practices, such as rollovers.

Small business lens

Because the payday lenders in Prince Edward Island are branches of large payday lending companies, there does not appear to be any effect on small businesses. The small business lens therefore does not apply.

“One-for-One” Rule

There are no direct effects on administrative burden arising from the designation of Prince Edward Island. Any such effects arise from the province’s regulatory framework. The regulation of the payday lending industry falls squarely with the province’s responsibility, and therefore the level of administrative burden on such lenders is a matter for the province itself to consider.

Consultation

Extensive federal, provincial and territorial (F/P/T) discussions, along with public consultations, took place over a period of nine years leading up to the development of Bill C-26, *An Act to amend the Criminal Code (criminal interest rate)* [S.C. 2007, c. 9]. Bill C-26 came into force upon receiving Royal Assent on May 3, 2007, and added section 347.1 to the *Criminal Code*.

F/P/T governments first discussed the exemption of payday loans from the application of section 347 of the *Criminal Code* in 1998. In 1999, after initial discussions among F/P/T ministers responsible for Justice, F/P/T consumer ministers (represented federally by the Minister of Industry) asked the Consumer Measures Committee, a working group of senior F/P/T officials, to examine issues surrounding the alternative consumer credit industry. This industry includes pawnbrokers and rent-to-own outlets, in addition to payday lenders.

Options réglementaires et non réglementaires considérées

Le paragraphe 347.1(3) du *Code criminel* prévoit clairement que la désignation de l’Île-du-Prince-Édouard pour l’application de l’article 347.1 de cette loi ne peut se faire que par décret.

Avantages et coûts

Il n’y a pas de coûts ni d’avantages associés directement au projet de décret. Si tant est qu’il y en ait, les coûts ou avantages reviennent aux résidents et aux prêteurs sur salaire de l’Île-du-Prince-Édouard en raison de la mise en œuvre de mesures législatives provinciales. Les prêteurs sur salaire en activité dans la province devront assumer certains coûts réglementaires, plus concrètement sous la forme d’un droit de licence annuel pour chaque établissement de prêt sur salaire, payable à la province.

La nouvelle limite au coût total d’emprunt de 25 \$ par 100 \$ aura aussi des effets sur les prêteurs sur salaire. Ainsi, les prêteurs sur salaire qui appliquent des taux supérieurs à cette limite devront réduire les frais qu’ils imposent aux consommateurs afin de pouvoir poursuivre leurs activités. Par ailleurs, les prêteurs sur salaire bénéficieront d’une stabilité réglementaire qui était absente jusqu’à présent.

Les clients des prêteurs sur salaire de l’Île-du-Prince-Édouard profiteront du projet de décret dans la mesure où les coûts des prêts sur salaire seront réduits. Les consommateurs bénéficieront également d’une plus grande protection, étant donné que cette industrie qui n’était pas réglementée à ce jour deviendra assujettie à de nouvelles dispositions sur la divulgation et les contrats, et à des interdictions touchant certaines pratiques commerciales comme la reconduction des prêts.

Lentille des petites entreprises

Puisque les prêteurs sur salaire à l’Île-du-Prince-Édouard sont des succursales d’importantes sociétés de prêts sur salaire, il ne semble pas y avoir d’effet sur les petites entreprises. La lentille des petites entreprises ne s’applique donc pas.

Règle du « un pour un »

Il n’y a pas d’effets directs sur le fardeau administratif découlant de la désignation de l’Île-du-Prince-Édouard. Si tant est qu’il y en ait, de tels effets découlent du cadre réglementaire de la province. La réglementation de l’industrie des prêts sur salaire relève en effet de la province, et donc le niveau du fardeau administratif imposé à de tels prêteurs est une question qu’il appartient à la province de considérer.

Consultation

De vastes discussions fédérales, provinciales et territoriales (FPT), ainsi que des consultations publiques, se sont poursuivies sur une période de neuf ans et ont mené à l’élaboration du projet de loi C-26, *Loi modifiant le Code criminel (taux d’intérêt criminel)* [L.C. 2007, ch. 9]. Le projet de loi C-26 est entré en vigueur à la date de la sanction royale, le 3 mai 2007, et l’article 347.1 a alors été ajouté au *Code criminel*.

Les administrations FPT ont discuté pour la première fois en 1998 de la possibilité d’exclure les prêts sur salaire du champ d’application de l’article 347 du *Code criminel*. En 1999, après des discussions préliminaires entre les ministres FPT responsables de la Justice, les ministres FPT responsables de la protection du consommateur (au fédéral, le ministre de l’Industrie) ont demandé au Comité des mesures en matière de consommation, groupe de travail formé de hauts fonctionnaires FPT, d’examiner les questions relatives à l’industrie parallèle du prêt à la consommation. Cette industrie comprend notamment les prêteurs sur gages et les établissements de types « louer pour acheter » et de prêts sur salaire.

In 2000, the Consumer Measures Committee conducted a public round table in Vancouver, bringing together stakeholders from industry and consumer organizations to gather their views about appropriate means of regulation of the alternative credit market. This round table was followed by a questionnaire sent to major payday lenders with the objective of gaining more information on how the payday lending industry operates.

In 2002, the Consumer Measures Committee held a public stakeholder consultation to examine possible amendments to section 347 of the *Criminal Code* to accommodate regulation of the payday lending industry. In 2004 and 2005, the Consumer Measures Committee consulted the public again to examine the appropriate elements of a consumer protection framework to regulate the payday lending industry. Both consultations involved direct mailings to major industry and consumer groups as well as other interested parties. In addition, the consultation documents were made available to the general public via the Internet.

These various consultations showed that the majority of stakeholders from industry agreed that amendments to the *Criminal Code* permitting certain payday loan agreements to be exempt from section 347, accompanied by an applicable consumer protection regulatory framework, would be an appropriate approach. This view was also held by the majority of consumer groups and most academics consulted. Some consumer groups, however, indicated that there should be no exemption from section 347, and that the provision should be strictly enforced by the provinces and territories.

The Government of Prince Edward Island consulted with the public and with all payday lenders in 2008 and 2009 in regard to the proposed *Payday Loans Act*, which received Royal Assent in May 2009. In addition, stakeholders received notice in 2012 of the draft Regulations, in advance of the final publication of those Regulations in February 2013. Prince Edward Island officials note that they learned a great deal from the experiences of other provinces that had previously moved ahead with regulation of the industry.

Implementation, enforcement and service standards

If a decision to issue a designation order is made, federal officials would inform Prince Edward Island officials immediately. The Order would come into force on the first day upon which those provisions of Prince Edward Island's Act and Regulations noted above under "Description" come into force. The province would notify the industry and the public of the new requirements and protections in accordance with its own normal regulatory practices.

The protection of consumers within the payday lending industry is a matter of provincial jurisdiction. Therefore, the task of officials of the Justice and Industry departments, once the designation is made, is to monitor to ensure that Prince Edward Island continues to have measures that protect recipients of payday loans, including maximum cost of borrowing charges. If at some point measures that meet those criteria are no longer in effect in the province, then the Governor in Council would revoke the designation in accordance with subsection 347.1(4) of the *Criminal Code*.

Performance measurement and evaluation

The objective of the proposed Order is to ensure that Prince Edward Island has the flexibility to protect recipients of payday loans within the province. Evaluating the effectiveness of the Prince Edward Island regulatory framework in protecting that province's payday lending recipients is the responsibility of the

En 2000, le Comité a tenu à Vancouver une table ronde publique réunissant des intervenants de l'industrie et des organismes de protection des consommateurs, afin de recueillir leurs points de vue sur les moyens de réglementer adéquatement le marché parallèle du crédit. Par la suite, un questionnaire a été transmis aux principaux prêteurs sur salaire dans le but d'en savoir davantage sur le fonctionnement de l'industrie des prêts sur salaire.

En 2002, le Comité a mené une consultation publique auprès des intervenants afin d'examiner les modifications qui pourraient être apportées à l'article 347 du *Code criminel* en fonction de la réglementation de l'industrie du prêt sur salaire. En 2004 et 2005, il a consulté le public à nouveau afin d'établir un cadre de protection des consommateurs propre à réglementer l'industrie du prêt sur salaire. Pour chacune de ces consultations, des questionnaires ont été envoyés directement aux principaux représentants de l'industrie et de la protection des consommateurs, ainsi qu'à d'autres parties intéressées. De plus, les documents de consultation ont été rendus publics sur Internet.

Ces diverses consultations ont révélé que la majorité des intervenants de l'industrie convenaient que des modifications au *Code criminel* permettant l'exemption de certaines conventions de prêt sur salaire du champ d'application de l'article 347, accompagnée d'un cadre réglementaire de protection des consommateurs, constitueraient une bonne approche. La majorité des groupes de protection du consommateur et des universitaires consultés partageaient cette opinion. Certains groupes de protection des consommateurs se sont cependant opposés à l'exemption au champ d'application de l'article 347 et ont indiqué que les dispositions devraient être appliquées rigoureusement par les provinces et les territoires.

En 2008 et 2009, le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard a consulté le public et tous les prêteurs sur salaire sur la *Payday Loans Act* proposée, qui a reçu la sanction royale en mai 2009. De plus, en 2012, les parties intéressées ont été prévenues de l'avant-projet de règlement, avant sa publication finale en février 2013. Les responsables de l'Île-du-Prince-Édouard ont noté qu'ils ont beaucoup appris de l'expérience d'autres provinces qui étaient déjà allées de l'avant avec la réglementation de l'industrie.

Mise en œuvre, application et normes de service

Les responsables fédéraux informeraient immédiatement leurs homologues de l'Île-du-Prince-Édouard advenant la prise d'un décret de désignation. Le Décret entre en vigueur le premier jour où les dispositions de la Loi et du Règlement de l'Île-du-Prince-Édouard décrites dans la section « Description » entrent en vigueur. La province informera l'industrie et le public des nouvelles exigences et mesures de protection conformément à ses pratiques de réglementation normales.

La protection des consommateurs au sein de l'industrie du prêt sur salaire relève de la compétence des provinces. Une fois que la désignation sera accordée, les représentants du ministère de la Justice et du ministère de l'Industrie auront donc comme tâche de veiller à ce que l'Île-du-Prince-Édouard maintienne les mesures qui permettent de protéger les bénéficiaires de prêts sur salaire, dont le coût maximum des frais d'emprunt. Advenant que de telles mesures qui respectent ces critères ne soient plus en vigueur dans la province, le gouverneur en conseil révoquera la désignation conformément au paragraphe 347.1(4) du *Code criminel*.

Mesures de rendement et évaluation

Le projet de décret a pour objectif de faire en sorte que l'Île-du-Prince-Édouard dispose de la souplesse nécessaire pour protéger les bénéficiaires de prêts sur salaire dans la province. L'évaluation de l'efficacité des mesures législatives prises par l'Île-du-Prince-Édouard pour protéger les bénéficiaires de prêts sur salaire de cette

province itself, as the matter falls within its jurisdiction. However, the Government of Canada would ensure that Prince Edward Island continues to have legislative measures that meet the criteria of subsection 347.1(3). A revocation order in accordance with subsection 347.1(4) would be made if the required provincial measures were no longer in effect.

Contacts

Paula Clarke
Counsel
Criminal Law Policy Section
Department of Justice
284 Wellington Street
Ottawa, Ontario
K1A 0H8
Telephone: 613-957-4728
Fax: 613-941-9310
Email: paula.clarke@justice.gc.ca

David Clarke
Senior Policy Analyst
Office of Consumer Affairs
Strategic Policy Sector
Industry Canada
235 Queen Street
Ottawa, Ontario
K1A 0H5
Telephone: 613-957-8717
Fax: 613-952-6927
Email: david.clarke@ic.gc.ca

province est la responsabilité de la province elle-même, puisque la question relève de sa compétence. Toutefois, le gouvernement du Canada veillera à ce que des mesures législatives qui répondent aux critères du paragraphe 347.1(3) soient maintenues à l'Île-du-Prince-Édouard. Un décret de révocation sera pris en vertu du paragraphe 347.1(4), si de telles mesures provinciales ne sont plus en vigueur.

Personnes-ressources

Paula Clarke
Avocate
Section de la politique en matière de droit pénal
Ministère de la Justice
284, rue Wellington
Ottawa (Ontario)
K1A 0H8
Téléphone : 613-957-4728
Télécopieur : 613-941-9310
Courriel : paula.clarke@justice.gc.ca

David Clarke
Analyste principal des politiques
Bureau de la consommation
Secteur de la politique stratégique
Industrie Canada
235, rue Queen
Ottawa (Ontario)
K1A 0H5
Téléphone : 613-957-8717
Télécopieur : 613-952-6927
Courriel : david.clarke@ic.gc.ca

PROPOSED REGULATORY TEXT

Notice is given that the Governor in Council, pursuant to subsection 347.1(3)^a of the *Criminal Code*^b, proposes to make the annexed *Order Designating Prince Edward Island for the Purposes of the Criminal Interest Rate Provisions of the Criminal Code*.

Interested persons may make representations concerning the proposed Order within 30 days after the date of publication of this notice. All such representations must cite the *Canada Gazette*, Part I, and the date of publication of this notice, and be addressed to Paula Clarke, Counsel, Criminal Law Policy Section, Department of Justice, 284 Wellington Street, Ottawa, Ontario K1A 0H8 (tel.: 613-957-4728; fax: 613-941-9310; email: paula.clarke@justice.gc.ca) or David Clarke, Senior Policy Analyst, Office of Consumer Affairs, Strategic Policy Sector, Industry Canada, 235 Queen Street, Ottawa, Ontario K1A 0H5 (tel.: 613-957-8717; fax: 613-952-6927; email: david.clarke@ic.gc.ca).

Ottawa, May 29, 2014

JURICA ČAPKUN
Assistant Clerk of the Privy Council

PROJET DE RÉGLEMENTATION

Avis est donné que le gouverneur en conseil, en vertu du paragraphe 347.1(3)^a du *Code criminel*^b, se propose de prendre le *Décret de désignation de l'Île-du-Prince-Édouard relativement aux dispositions sur le taux d'intérêt criminel du Code criminel*, ci-après.

Les intéressés peuvent présenter leurs observations au sujet du projet de décret dans les trente jours suivant la date de publication du présent avis. Ils sont priés d'y citer la Partie I de la *Gazette du Canada*, ainsi que la date de publication, et d'envoyer le tout à Paula Clarke, avocate, Section de la politique en matière de droit pénal, ministère de la Justice, 284, rue Wellington, Ottawa (Ontario) K1A 0H8 (tél. : 613-957-4728; téléc. : 613-941-9310; courriel : paula.clarke@justice.gc.ca) ou à David Clarke, analyste principal des politiques, Bureau de la consommation, Secteur de la politique stratégique, Industrie Canada, 235, rue Queen, Ottawa (Ontario) K1A 0H5 (tél. : 613-957-8717; téléc. : 613-952-6927; courriel : david.clarke@ic.gc.ca).

Ottawa, le 29 mai 2014

Le greffier adjoint du Conseil privé
JURICA ČAPKUN

^a S.C. 2007, c. 9, s. 2
^b R.S., c. C-46

^a L.C. 2007, ch. 9, art. 2
^b L.R., ch. C-46

**ORDER DESIGNATING PRINCE EDWARD
ISLAND FOR THE PURPOSES OF THE
CRIMINAL INTEREST RATE
PROVISIONS OF THE
CRIMINAL CODE**

PROVINCE DESIGNATED

1. Prince Edward Island is designated for the purposes of section 347.1 of the *Criminal Code*.

COMING INTO FORCE

2. This Order comes into force at 12:00 a.m. Atlantic time on the first day on which the following are all in force:

- (a) sections 6 to 8 and 30 of the *Payday Loans Act*, R.S.P.E.I. 1988, Cap. P-2.1; and
- (b) section 24 of the *Payday Loans Act Regulations*, EC2013-67.

[23-1-o]

**DÉCRET DE DÉSIGNATION DE
L'ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD
RELATIVEMENT AUX DISPOSITIONS
SUR LE TAUX D'INTÉRÊT CRIMINEL
DU CODE CRIMINEL**

PROVINCE DÉSIGNÉE

1. L'Île-du-Prince-Édouard est désignée pour l'application de l'article 347.1 du *Code criminel*.

ENTRÉE EN VIGUEUR

2. Le présent décret entre en vigueur à zéro heure, heure de l'Atlantique, le premier jour où les mesures législatives ci-après sont toutes en vigueur :

- a) les articles 6 à 8 et 30 de la loi de l'Île-du-Prince-Édouard intitulée *Payday Loans Act*, R.S.P.E.I. 1988, Cap. P-2.1;
- b) l'article 24 du règlement de l'Île-du-Prince-Édouard intitulé *Payday Loans Act Regulations*, EC2013-67.

[23-1-o]

Regulations Amending the Pacific Pilotage Regulations

Statutory authority

Pilotage Act

Sponsoring agency

Pacific Pilotage Authority

Règlement modifiant le Règlement sur le pilotage dans la région du Pacifique

Fondement législatif

Loi sur le pilotage

Organisme responsable

Administration de pilotage du Pacifique

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(This statement is not part of the Regulations.)

Issues

After the *Pacific Pilotage Regulations* (the Regulations) were reviewed, the following issues were found:

- Since Transport Canada amended the *General Pilotage Regulations* (GPR), some references to it, found in section 5 of the Regulations, have become inaccurate;
- Two errors, one in the coordinates for coastal pilotage area 5, and another inadvertently omitting “licensed pilot” from the requirements of the marine occurrence report, were found in the Regulations and need to be rectified; and
- The existing paper-based billing system is inefficient. Pilots do not return source cards until they return to their home base, and industry sometimes does not receive invoices for five full days after the assignment, which makes it more difficult for the Pacific Pilotage Authority (the Authority) to get payment.

Background

The Authority is a financially autonomous Crown corporation whose role is to establish, operate, maintain and administer in the interests of safety an efficient and economical pilotage service within all coastal waters of the west coast of Canada, including the Fraser River. Section 20 of the *Pilotage Act* (the Act) enables the Authority to make regulations with the approval of the Governor in Council for the attainment of its objectives.

Objectives

The primary objective is to ensure that these proposed amendments meet the Authority’s mandate of providing a safe and efficient marine pilotage service on the Pacific coast of Canada.

The proposed amendments would also

- ensure accurate references to the GPR in the Regulations;
- rectify the geo-reference found in section 3 and add the term “licensed pilot” in section 29; and
- improve the billing system.

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

(Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.)

Enjeux

L’examen du *Règlement sur le pilotage dans la région du Pacifique* (le Règlement) a fait ressortir les questions suivantes :

- Depuis que Transports Canada a modifié le *Règlement général sur le pilotage* (RGP), certains renvois à ce dernier à l’article 5 du Règlement sont erronés;
- Deux erreurs, notamment une faute dans les coordonnées de la zone 5 de pilotage côtier et l’omission par inadvertance de « pilote breveté » dans les exigences relatives au compte rendu d’accident maritime, ont été trouvées dans le Règlement et doivent être rectifiées;
- Le système actuel de facturation sur papier est inefficace. Les pilotes retournent seulement les fiches de pilotage à leur retour à leur port d’attache, et il arrive qu’il faille cinq jours complets avant que l’industrie ne reçoive les factures après l’affectation, ce qui fait en sorte qu’il est plus difficile pour l’Administration de pilotage du Pacifique (l’Administration) de recevoir le paiement.

Contexte

L’Administration est une société d’État financièrement autonome dont la mission consiste à mettre sur pied, faire fonctionner, entretenir et gérer, pour la sécurité de la navigation, un service de pilotage économique et efficace dans toutes les eaux de la Colombie-Britannique, y compris le fleuve Fraser. L’article 20 de la *Loi sur le pilotage* (la Loi) habilite l’Administration à prendre des règlements avec l’approbation du gouverneur en conseil dans le but d’atteindre ses objectifs.

Objectifs

L’objectif premier est de veiller à ce que les modifications proposées répondent au mandat de l’Administration de fournir des services de pilotage sécuritaires et efficaces le long de la côte canadienne du Pacifique.

Les modifications proposées permettraient également :

- de veiller à l’exactitude des renvois au RGP dans le Règlement;
- de rectifier des coordonnées géoréférencées à l’article 3 et d’ajouter le terme « pilote breveté » à l’article 29;
- d’améliorer le système de facturation.

Description

The proposed amendments ensure that the Regulations reflect the recent changes to the GPR by amending section 5, “Certificates.” Reference to subsection 10(4) would be changed to subsection 10(1) and reference to section 11 would be deleted as this section has been repealed in the GPR.

In section 3 of the Regulations, the 12th coordinate (52°31'24" N; 133°04'36" W) in the description for coastal pilotage area 5 should read 53°31'24" N; 133°04'36" W.

The proposed amendment to section 29, “Marine Occurrence Report,” is required to rectify an error that occurred in the last amendment where “licensed pilot” was omitted from the Regulations. By adding the requirement for licensed pilots to submit a marine occurrence report to the Authority, this omission will be rectified.

Section 14, “Source Cards,” is to be removed in its entirety. The Authority is moving towards electronic source cards which will make redundant the requirement to complete the source card and have it signed by the master. With respect to the removal of section 14, there will be a benefit to the Authority by streamlining the administration of the cards and for the industry the benefit is a more timely invoice. The industry often complains that the invoice is sometimes not received until up to five days after the ship has departed, which makes the Authority’s job of getting the funds more difficult. The reason for this is that pilots often go from assignment to assignment and the Authority only gets the source cards once they return to their home base, which could be three days after they have left. With the move to electronic source cards, industry will get the invoice within 48 hours.

“One-for-One” Rule

The “One-for-One” Rule does not apply to this proposal, as there is no change in administrative costs to business.

Small business lens

The small business lens does not apply to this proposal.

Consultation

Consultation with the various stakeholders began in 2012 with a discussion paper on the proposed regulatory changes being provided to all the affected parties on the West Coast, including the Chamber of Shipping of British Columbia, its members and its non-members, the Council of Marine Carriers, the British Columbia Coast Pilots Limited and the Fraser River Pilots.

Rationale

For all of the amendments, retention of the status quo is not an acceptable alternative and was rejected as an option. A revision was the only practical alternative in order to ensure that the Regulations were brought into line with recent legislative and regulatory reform, as well as to identify and meet stakeholder and Authority needs and concerns.

These changes do not have any costs associated with them and there will be no additional cost to the industry as a result of these changes.

These proposed amendments do not have any impact on the environment.

Description

Les modifications proposées font en sorte que le Règlement tient compte des récents changements apportés au RGP en modifiant l’article 5, « Certificats ». Le renvoi au paragraphe 10(4) serait modifié par un renvoi au paragraphe 10(1) et le renvoi à l’article 11 serait supprimé, car cet article a été abrogé dans le RGP.

À l’article 3 du Règlement, la 12^e coordonnée (52°31'24" de latitude N. et 133°04'36" de longitude O.) dans la description de la zone 5 de pilotage côtier devrait se lire comme suit : 53°31'24" de latitude N. et 133°04'36" de longitude O.

La modification proposée à l’article 29, « Compte rendu d’accident maritime », est requise afin de corriger une erreur qui s’est produite lors de la dernière modification où le « pilote breveté » a été omis dans la disposition. En ajoutant l’obligation pour les pilotes brevetés de présenter un compte rendu d’accident maritime à l’Administration, cette omission sera corrigée.

L’article 14, « Fiches de pilotage », doit être retiré entièrement. L’Administration passera à un système de fiches de pilotage électroniques, ce qui rendra redondant l’exigence visant à remplir la fiche de pilotage et à la faire signer par le capitaine. Le retrait de l’article 14 sera avantageux pour l’Administration en raison de la simplification de l’administration des fiches et pour l’industrie en raison d’une réception plus opportune des factures. L’industrie se plaint souvent qu’il faut parfois jusqu’à cinq jours complets avant qu’elle ne reçoive les factures après le départ du navire, ce qui fait en sorte qu’il est plus difficile pour l’Administration d’obtenir le paiement. Il en est ainsi parce que les pilotes passent souvent d’affectation en affectation, et l’Administration reçoit seulement les fiches de pilotage au retour des pilotes à leur port d’attache, ce qui peut être trois jours après leur départ. Après la transition aux fiches de pilotage électroniques, l’industrie recevra la facture dans un délai de 48 heures.

Règle du « un pour un »

La règle du « un pour un » ne s’applique pas à la présente proposition puisqu’aucun changement n’est apporté aux coûts administratifs imposés aux entreprises.

Lentille des petites entreprises

La lentille des petites entreprises ne s’applique pas à la présente proposition.

Consultation

La consultation des divers intervenants a été lancée en 2012 à la suite de la présentation d’un document de travail sur le projet de modifications réglementaires à toutes les parties concernées sur la côte Ouest, y compris la Chamber of Shipping of British Columbia, ses membres et ses non-membres, le Council of Marine Carriers, la British Columbia Coast Pilots Limited et la Fraser River Pilots.

Justification

Dans tous les cas, le maintien du statu quo n’est pas une solution acceptable et a été rejeté. Une révision était la seule solution viable étant donné la nécessité de veiller à ce que le Règlement coïncide avec la réforme récente et d’identifier les besoins et les préoccupations des intervenants et de l’Administration.

Ces modifications ne sont liées à aucun coût et n’entraîneront pas de coûts additionnels pour l’industrie à la suite de leur mise en œuvre.

Les modifications proposées n’ont aucune incidence sur l’environnement.

Implementation, enforcement, and service standards

Compliance with the amended Regulations would be monitored and overseen by the Authority in co-operation with the Coast Guard Vessel Traffic Services, Transport Canada Ship Safety Officers, the British Columbia Coast Pilots Limited and the agents representing the vessels calling at west coast ports.

Section 47 of the Act provides that, except where an Authority waives compulsory pilotage, the owner, master or the person in charge of a ship subject to compulsory pilotage that proceeds through a compulsory pilotage area not under the conduct of a licensed pilot or the holder of a pilotage certificate is guilty of an offence.

Section 48 of the Act stipulates that every person who contravenes or fails to comply with the Act or the regulations is guilty of an offence and liable on summary conviction to a fine not exceeding \$5,000.

Contact

Kevin Obermeyer
Chief Executive Officer
Pacific Pilotage Authority
1000–1130 West Pender Street
Vancouver, British Columbia
V6E 4A4
Telephone: 604-666-6771
Fax: 604-666-1647
Email: oberkev@ppa.gc.ca

Mise en œuvre, application et normes de service

La conformité au règlement proposé est contrôlée et surveillée par l'Administration, en collaboration avec les Services du trafic maritime de la Garde côtière, les bureaux de la Sécurité des navires de Transports Canada, la British Columbia Coast Pilots Limited et les agents représentant les bâtiments qui font escale aux ports de la côte Ouest.

L'article 47 de la Loi prévoit que, sauf si une Administration le dispense du pilotage obligatoire, lorsqu'un navire assujéti au pilotage obligatoire poursuit sa route dans une zone de pilotage obligatoire sans être sous la conduite d'un pilote breveté ou du titulaire d'un certificat de pilotage, le propriétaire du navire, son capitaine ou la personne qui en est responsable commet une infraction.

L'article 48 de la Loi précise que quiconque contrevient ou ne se conforme pas à la Loi ou à ses règlements commet une infraction et encourt, sur déclaration de culpabilité par procédure sommaire, une amende maximale de 5 000 \$.

Personne-ressource

Kevin Obermeyer
Premier dirigeant
Administration de pilotage du Pacifique
1130, rue West Pender, bureau 1000
Vancouver (Colombie-Britannique)
V6E 4A4
Téléphone : 604-666-6771
Télécopieur : 604-666-1647
Courriel : oberkev@ppa.gc.ca

PROPOSED REGULATORY TEXT

Notice is given, pursuant to subsection 20(3) of the *Pilotage Act*^a, that the Pacific Pilotage Authority, pursuant to subsection 20(1) of that Act, proposes to make the annexed *Regulations Amending the Pacific Pilotage Regulations*.

Interested persons who have reason to believe that a provision of the proposed Regulations that establishes a compulsory pilotage area or that prescribes the qualifications that a holder of any class of licence or any class of pilotage certificate shall meet is not in the public interest may, pursuant to subsection 21(1) of the *Pilotage Act*^a, file a notice of objection setting out the grounds for the objection with the Minister of Transport within 30 days after the date of publication of this notice. In addition, interested persons may make representations concerning the proposed Regulations to the Minister of Transport within 30 days after the date of publication of this notice.

Each notice of objection or representation must be clearly marked as a notice of objection or representation, cite the *Canada Gazette*, Part I, and the date of publication of this notice and be sent to Julie Bédard, Acting Executive Director, Marine Personnel Standards, Pilotage and Medicine, Marine Safety and Security Directorate, Department of Transport, Place de Ville, Tower C, 8th Floor, 330 Sparks Street, Ottawa, Ontario K1A 0N5 (tel.: 613-993-9706; fax: 613-990-1538; email: julie.bedard@tc.gc.ca).

Vancouver, May 30, 2014

KEVIN OBERMEYER
Chief Executive Officer
Pacific Pilotage Authority

PROJET DE RÉGLEMENTATION

Avis est donné, conformément au paragraphe 20(3) de la *Loi sur le pilotage*^a, que l'Administration de pilotage du Pacifique, en vertu du paragraphe 20(1) de cette loi, se propose de prendre le *Règlement modifiant le Règlement sur le pilotage dans la région du Pacifique*, ci-après.

Les intéressés qui ont des raisons de croire qu'une disposition du projet de règlement qui établit des zones de pilotage obligatoire ou fixe les conditions que le titulaire d'un brevet ou d'un certificat de pilotage d'une catégorie quelconque doit remplir n'est pas dans l'intérêt public peuvent déposer auprès de la ministre des Transports un avis d'opposition motivé conformément au paragraphe 21(1) de la *Loi sur le pilotage*^a dans les trente jours suivant la date de publication du présent avis. De plus, les intéressés peuvent présenter à la ministre des Transports leurs observations au sujet du projet de règlement dans les trente jours suivant la date de publication du présent avis.

Les avis d'opposition et les observations doivent indiquer clairement qu'il s'agit d'avis d'opposition ou d'observations, citer la Partie I de la *Gazette du Canada*, ainsi que la date de publication, et être envoyés à Julie Bédard, directrice exécutive intérimaire, Normes du personnel maritime, Pilotage et Médecine, Programme de la sécurité et de la sûreté maritimes, ministère des Transports, Place de Ville, Tour C, 8^e étage, 330, rue Sparks, Ottawa (Ontario) K1A 0N5 (tél. : 613-993-9706; téléc. : 613-990-1538; courriel : julie.bedard@tc.gc.ca).

Vancouver, le 30 mai 2014

Le premier dirigeant de l'Administration
de pilotage du Pacifique
KEVIN OBERMEYER

^a R.S., c. P-14

^a L.R., ch. P-14

REGULATIONS AMENDING THE PACIFIC PILOTAGE REGULATIONS

AMENDMENTS

1. Paragraph 3(e) of the *Pacific Pilotage Regulations*¹ is amended by replacing “Latitude 52°31’24” N.” with “Latitude 53°31’24” N.”.

2. The portion of section 5 of the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:

5. In addition to the certificates required by subsection 10(1) of the *General Pilotage Regulations*, an applicant for or a holder of a licence or a pilotage certificate shall hold a training certificate indicating that they have successfully completed a course approved in accordance with section 114 of the *Marine Personnel Regulations*

3. Section 14 of the Regulations and the heading before it are repealed.

4. Section 29 of the Regulations is replaced by the following:

29. (1) If a ship that is subject to compulsory pilotage is involved in a marine occurrence in a compulsory pilotage area while a licensed pilot has the conduct of the ship, the licensed pilot and the master shall each submit a full report on the marine occurrence to the Authority on a form provided by the Authority for that use.

(2) If a ship that is subject to compulsory pilotage or a ship in respect of which a waiver has been granted is involved in a marine occurrence in a compulsory pilotage area while a deck watch officer has the conduct of the ship, the deck watch officer and the master shall each submit a full report on the marine occurrence to the Authority on a form provided by the Authority for that use. Only one report is required if the deck watch officer was the master.

(3) A person who is required under subsection (1) or (2) to submit a full report on a marine occurrence shall do so

(a) within 72 hours after the marine occurrence; or

(b) within an additional period of time granted to the person by the Authority under subsection (4).

(4) The Authority shall grant an additional period of time if the Authority is notified within 72 hours after the marine occurrence that the person is unable to submit the report within those 72 hours because the person was injured in the marine occurrence or because the person is in a remote location that does not have a scheduled transportation service or a communication system that can be used to submit the report.

COMING INTO FORCE

5. These Regulations come into force on the day on which they are published in the *Canada Gazette*, Part II.

[23-1-o]

RÈGLEMENT MODIFIANT LE RÈGLEMENT SUR LE PILOTAGE DANS LA RÉGION DU PACIFIQUE

MODIFICATIONS

1. À l’alinéa 3e) du *Règlement sur le pilotage dans la région du Pacifique*¹, « 52°31’24” de latitude N. » est remplacé par « 53°31’24” de latitude N. ».

2. Le passage de l’article 5 du même règlement précédant l’alinéa a) est remplacé par ce qui suit :

5. En plus d’être titulaire des brevets exigés au paragraphe 10(1) du *Règlement général sur le pilotage*, le demandeur ou le titulaire d’un brevet ou d’un certificat de pilotage doit être titulaire d’un certificat de formation attestant qu’il a terminé avec succès un cours approuvé conformément à l’article 114 du *Règlement sur le personnel maritime* portant sur les aspects suivants :

3. L’article 14 du même règlement et l’intertitre le précédant sont abrogés.

4. L’article 29 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

29. (1) Si un navire assujéti au pilotage obligatoire est mis en cause dans un accident maritime dans une zone de pilotage obligatoire pendant qu’un pilote breveté en assure la conduite, celui-ci et le capitaine présentent chacun à l’Administration, sur un formulaire que celle-ci fournit à cette fin, un compte rendu complet de l’accident maritime.

(2) Si un navire assujéti au pilotage obligatoire ou un navire faisant l’objet d’une dispense est mis en cause dans un accident maritime dans une zone de pilotage obligatoire pendant qu’un responsable du quart à la passerelle en assure la conduite, celui-ci et le capitaine présentent chacun à l’Administration, sur un formulaire que celle-ci fournit à cette fin, un compte rendu complet de l’accident maritime. Un seul compte rendu est exigé si le responsable du quart à la passerelle était le capitaine.

(3) Toute personne tenue de présenter un compte rendu complet d’un accident maritime en application des paragraphes (1) ou (2) le fait :

a) dans un délai de 72 heures suivant l’accident maritime;

b) dans un délai supplémentaire accordé à la personne par l’Administration en vertu du paragraphe (4).

(4) L’Administration accorde un délai supplémentaire si elle est avisée, dans un délai de 72 heures suivant l’accident maritime, que la personne est incapable de présenter le compte rendu dans ce délai parce qu’elle a subi une blessure lors de l’accident maritime ou qu’elle se trouve dans une région éloignée qui ne dispose pas d’un service de transport régulier ou d’un système de communication qui peut être utilisé pour la présentation du compte rendu.

ENTRÉE EN VIGUEUR

5. Le présent règlement entre en vigueur à la date de sa publication dans la Partie II de la *Gazette du Canada*.

[23-1-o]

¹ C.R.C., c. 1270

¹ C.R.C., ch. 1270

INDEX

Vol. 148, No. 23 — June 7, 2014

(An asterisk indicates a notice previously published.)

COMMISSIONS**Canada Revenue Agency**

Income Tax Act

Revocation of registration of charities 1295

Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board

Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord

Implementation Act

Call for Bids No. NS14-1..... 1297

Canadian International Trade Tribunal

Notice No. HA-2014-007 — Appeal 1302

Canadian Radio-television and Telecommunications**Commission**

Decisions

2014-272 to 2014-276, 2014-279, 2014-281 and
2014-284 to 2014-286..... 1304

Notice of consultation

2014-282 1303

* Notice to interested parties..... 1303

Part 1 applications..... 1303

Public Service Commission

Public Service Employment Act

Permission granted (Gagnon, Annik Irène) 1305

Permission granted (Pickett, Karolyne) 1305

GOVERNMENT NOTICES**Environment, Dept. of the**

Canadian Environmental Protection Act, 1999

Order 2014-87-04-02 Amending the Non-domestic
Substances List..... 1292**Public Safety and Emergency Preparedness, Dept. of**

Criminal Code

Designation as fingerprint examiner 1293

MISCELLANEOUS NOTICES

Aboriginal Healing Foundation, surrender of charter 1307

* Allstate Insurance Company of Canada, application to
establish an insurance company 1307Fellowship of Catholic Scholars, Canada, relocation
of head office..... 1307

Immunology Montreal, surrender of charter..... 1308

NATIONAL INDIAN & INUIT COMMUNITY HEALTH**REPRESENTATIVE ORGANIZATION (NIICHRO),**

surrender of charter 1308

* Prudential Assurance Company Limited (The) and The
Prudential Assurance Company Limited (of England),
release of assets..... 1308Wood Products Quality Council (WPQC), surrender of
charter 1309**PARLIAMENT****Chief Electoral Officer**

Canada Elections Act

Determination of number of electors (Published as
Extra Vol. 148, No. 1, on Friday, May 30, 2014) 1294**House of Commons*** Filing applications for private bills (Second Session,
Forty-First Parliament)..... 1294**Senate**

Royal Assent

Bills assented to 1294

PROPOSED REGULATIONS**Citizenship and Immigration, Dept. of, and Dept. of
Public Safety and Emergency Preparedness**

Immigration and Refugee Protection Act

Regulations Amending the Immigration and Refugee

Protection Regulations 1311

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

Canadian Environmental Protection Act, 1999

Multi-sector Air Pollutants Regulations..... 1321

Industry, Dept. of, and Dept. of Justice

Criminal Code

Order Designating Prince Edward Island for the

Purposes of the Criminal Interest Rate Provisions of

the Criminal Code 1461

Pacific Pilotage Authority

Pilotage Act

Regulations Amending the Pacific Pilotage

Regulations 1469

SUPPLEMENTS**Copyright Board**Statement of Proposed Royalties to Be Collected by
SODRAC for the Reproduction of Musical Works, in
Canada, for the Year 2015

INDEX

Vol. 148, n° 23 — Le 7 juin 2014

(L'astérisque indique un avis déjà publié.)

AVIS DIVERS

Aboriginal Healing Foundation, abandon de charte	1307
* Allstate du Canada, Compagnie d'Assurance, demande de constitution d'une société d'assurances	1307
Amicale des Savants Catholiques, Canada, changement de lieu du siège social	1307
Immunologie Montréal, abandon de charte	1308
ORGANISATION NATIONALE DES REPRESENTANTS INDIENS & INUIT EN SANTE COMMUNAUTAIRE (ONRIISC), abandon de charte	1308
* Prudential Assurance Company Limited (The) et The Prudential Assurance Company Limited (of England), libération d'actif	1308
Wood Products Quality Council (WPQC), abandon de charte	1309

AVIS DU GOUVERNEMENT**Environnement, min. de l'**

Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) Arrêté 2014-87-04-02 modifiant la Liste extérieure	1292
---	------

Sécurité publique et de la Protection civile, min. de la

Code criminel Désignation à titre de préposé aux empreintes digitales	1293
---	------

COMMISSIONS**Agence du revenu du Canada**

Loi de l'impôt sur le revenu Révocation de l'enregistrement d'organismes de bienfaisance	1295
--	------

Commission de la fonction publique

Loi sur l'emploi dans la fonction publique Permission accordée (Gagnon, Annik Irène)	1305
Permission accordée (Pickett, Karolyne)	1305

Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes

* Avis aux intéressés	1303
Avis de consultation 2014-282	1303
Décisions 2014-272 à 2014-276, 2014-279, 2014-281 et 2014-284 à 2014-286	1304

Demandes de la partie 1	1303
-------------------------------	------

Office Canada — Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers

Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada — Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers Appel d'offres n° NS14-1	1297
---	------

Tribunal canadien du commerce extérieur

Avis n° HA-2014-007 — Appel	1302
-----------------------------------	------

PARLEMENT**Chambre des communes**

* Demandes introductives de projets de loi privés (Deuxième session, quarante et unième législature)	1294
--	------

Directeur général des élections

Loi électorale du Canada Établissement du nombre d'électeurs (Publié dans l'édition spéciale vol. 148, n° 1, le vendredi 30 mai 2014)	1294
---	------

Sénat

Sanction royale Projets de loi sanctionnés	1294
--	------

RÈGLEMENTS PROJETÉS**Administration de pilotage du Pacifique**

Loi sur le pilotage Règlement modifiant le Règlement sur le pilotage dans la région du Pacifique	1469
--	------

Citoyenneté et de l'Immigration, min. de la, et min. de la Sécurité publique et de la Protection civile

Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés Règlement modifiant le Règlement sur l'immigration et la protection des réfugiés	1311
--	------

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

Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques	1321
--	------

Industrie, min. de l', et min. de la Justice

Code criminel Décret de désignation de l'Île-du-Prince-Édouard relativement aux dispositions sur le taux d'intérêt criminel du Code criminel	1461
--	------

SUPLÉMENTS**Commission du droit d'auteur**

Projet de tarif des redevances à percevoir par la SODRAC pour la reproduction d'œuvres musicales, au Canada, pour l'année 2015	
--	--

Supplement
Canada Gazette, Part I
June 7, 2014



Supplément
Gazette du Canada, Partie I
Le 7 juin 2014

COPYRIGHT BOARD

COMMISSION DU DROIT D'AUTEUR

Statement of Proposed Royalties to Be Collected by SODRAC for the Reproduction of Musical Works, in Canada, for the Year 2015

Projet de tarif des redevances à percevoir par la SODRAC pour la reproduction d'œuvres musicales, au Canada, pour l'année 2015

Reproduction of Musical Works in
Cinematographic Works for Theatrical
Exhibition or Private Use
(Tariff No. 5)

Reproduction d'œuvres musicales dans
des œuvres cinématographiques pour
usage privé ou en salle
(Tarif n° 5)

Reproduction of Musical Works Embedded
in Musical Audiovisual Works for
Transmission by a Service
(Tariff No. 6)

Reproduction d'œuvres musicales incorporées
dans des œuvres audiovisuelles musicales
pour transmission par un service
(Tarif n° 6)

Reproduction of Musical Works Embedded
in Audiovisual Works for
Transmission by a Service
(Tariff No. 7)

Reproduction d'œuvres musicales incorporées
dans des œuvres audiovisuelles pour
transmission par un service
(Tarif n° 7)

COPYRIGHT BOARD

FILE: Reproduction of Musical Works

Statement of Proposed Royalties to Be Collected for the Reproduction of Musical Works in Cinematographic Works for Theatrical Exhibition or Private Use, Reproduction of Musical Works in Musical Audiovisual Works for their Transmission by a Service and for the Reproduction of Musical Works in Audiovisual Works for their Transmission by a Service

In accordance with section 70.14 of the *Copyright Act*, the Copyright Board hereby publishes the statement of proposed royalties filed by the Society for Reproduction Rights of Authors, Composers and Publishers in Canada (SODRAC) on March 31, 2014, with respect to royalties it proposes to collect, effective on January 1, 2015, for the reproduction of musical works embedded into cinematographic works for the purpose of distribution of copies of the cinematographic works for private use or theatrical exhibition for the year 2015 (Tariff No. 5), for the reproduction of musical works embedded in musical audiovisual works for their transmission by a service, in Canada, in 2015 (Tariff No. 6) and for the reproduction of musical works embedded in audiovisual works for their transmission by a service, in Canada, in 2015 (Tariff No. 7).

In accordance with the provisions of the same section, the Board hereby gives notice that prospective users or their representatives who wish to object to the statement may file written objections with the Board, at the address indicated below, within 60 days of the publication hereof, that is no later than July 30, 2014.

Ottawa, May 31, 2014

GILLES McDOUGALL
Secretary General
 56 Sparks Street, Suite 800
 Ottawa, Ontario
 K1A 0C9
 613-952-8624 (telephone)
 613-952-8630 (fax)
gilles.mcdougall@cb-cda.gc.ca (email)

COMMISSION DU DROIT D'AUTEUR

DOSSIER : Reproduction d'œuvres musicales

Projet de tarif des redevances à percevoir pour la reproduction d'œuvres musicales incorporées dans des œuvres cinématographiques en vue de la distribution de copies de ces œuvres cinématographiques pour usage privé ou en salle, pour la reproduction d'œuvres musicales incorporées dans des œuvres audiovisuelles musicales pour leur transmission par un service et pour la reproduction d'œuvres musicales incorporées dans des œuvres audiovisuelles pour transmission par un service

Conformément à l'article 70.14 de la *Loi sur le droit d'auteur*, la Commission du droit d'auteur publie le projet de tarif que la Société du droit de reproduction des auteurs, compositeurs et éditeurs au Canada (SODRAC) a déposé auprès d'elle le 31 mars 2014, relativement aux redevances qu'elle propose de percevoir, à compter du 1^{er} janvier 2015, pour la reproduction d'œuvres musicales incorporées à des œuvres cinématographiques en vue de la distribution de copies de ces œuvres cinématographiques pour usage privé ou en salle pour l'année 2015 (Tarif n° 5), pour la reproduction d'œuvres musicales incorporées dans des œuvres audiovisuelles musicales pour leur transmission par un service, au Canada, pour l'année 2015 (Tarif n° 6) et pour la reproduction d'œuvres musicales incorporées dans des œuvres audiovisuelles en vue de leur transmission par un service pour l'année 2015 (Tarif n° 7).

Conformément aux dispositions du même article, la Commission donne avis, par les présentes, que tout utilisateur éventuel intéressé, ou son représentant, désirant s'opposer à ce projet de tarif doit déposer son opposition auprès de la Commission, par écrit, à l'adresse apparaissant ci-dessous, dans les 60 jours de la présente publication, soit au plus tard le 30 juillet 2014.

Ottawa, le 31 mai 2014

Le secrétaire général
 GILLES McDOUGALL
 56, rue Sparks, Bureau 800
 Ottawa (Ontario)
 K1A 0C9
 613-952-8624 (téléphone)
 613-952-8630 (télécopieur)
gilles.mcdougall@cb-cda.gc.ca (courriel)

STATEMENT OF ROYALTIES TO BE COLLECTED BY SODRAC FOR THE REPRODUCTION OF MUSICAL WORKS EMBEDDED INTO CINEMATOGRAPHIC WORKS FOR THE PURPOSE OF DISTRIBUTION OF COPIES OF THE CINEMATOGRAPHIC WORKS FOR PRIVATE USE OR THEATRICAL EXHIBITION FOR THE YEAR 2015

Short Title

1. This tariff may be cited as *SODRAC Tariff No. 5, Reproduction of Musical Works in Cinematographic Works for Theatrical Exhibition or Private Use, 2015*.

Definitions

2. In this tariff, “audiovisual work” means a movie, television program or other cinematographic work irrespective of its initial intended use, but excludes musical audiovisual work; (« *œuvre audiovisuelle* »)

“musical audiovisual work” Audiovisual work consisting predominantly of musical audiovisual content, including a videoclip, a concert, a musical, a variety show, a program of physical exercises, including any extract of such audiovisual work, but excluding comedy or children audiovisual works consisting predominantly of music; (« *œuvre audiovisuelle musicale* »)

“repertoire” means the musical works for which SODRAC is entitled to grant a licence pursuant to section 3; (« *répertoire* »)

“semester” means from January 1 to June 30 and from July 1 to December 31; (« *semestre* »)

“SODRAC” means the Society for Reproduction Rights of Authors, Composers and Publishers in Canada (SODRAC) Inc. and SODRAC 2003 Inc., acting jointly and severally. (« *SODRAC* »)

Application

3. A distributor that complies with this tariff shall be entitled to reproduce onto a copy of an audiovisual work a musical work of the repertoire already embedded into that audiovisual work, or to authorize such reproduction,

(a) for the purpose of selling or renting DVDs or other physical copies of the audiovisual work, with or without additional content, to consumers for private use; and

(b) in connection with the public exhibition of the audiovisual work or of a trailer of the audiovisual work.

Restrictions

4. (1) This tariff only authorizes the reproduction of a musical work in association with the same images with which the musical work was embedded in the audiovisual work.

(2) For greater certainty, this tariff does not apply to programs sold or transmitted online, directly or through an online music service, by the Canadian Broadcasting Corporation/Société Radio-Canada or to activities subject to *SODRAC Tariff No. 6* or *SODRAC Tariff No. 7*.

Musical Audiovisual Work

5. For reproductions made pursuant to paragraph 3(a), in the case of musical audiovisual work, a distributor shall pay to SODRAC a royalty of 1.47¢ for each minute of music requiring a licence from SODRAC.

TARIF DES REDEVANCES À PERCEVOIR PAR LA SODRAC POUR LA REPRODUCTION D'ŒUVRES MUSICALES INCORPORÉES À DES ŒUVRES CINÉMATOGRAPHIQUES EN VUE DE LA DISTRIBUTION DE COPIES DE CES ŒUVRES CINÉMATOGRAPHIQUES POUR USAGE PRIVÉ OU EN SALLE POUR L'ANNÉE 2015

Titre abrégé

1. Tarif n° 5 de la SODRAC (reproduction d'œuvres musicales dans des œuvres cinématographiques pour usage privé ou en salle), 2015.

Définitions

2. Les définitions qui suivent s'appliquent au présent tarif.

« œuvre audiovisuelle » Film, émission de télévision ou autre œuvre cinématographique, sans égard à son objet initial, à l'exclusion d'une œuvre audiovisuelle musicale; (« *audiovisual work* »)

« œuvre audiovisuelle musicale » Œuvre audiovisuelle dont le programme est composé, de façon prédominante, de matériel musical audiovisuel, notamment un vidéoclip, un concert, une comédie musicale, une émission de variétés, une émission d'exercices physiques, y compris tout extrait de telle œuvre audiovisuelle, mais excluant des œuvres audiovisuelles à prédominance musicale d'humour ou destinées aux enfants sur quelque support numérique que ce soit; (« *musical audiovisual work* »)

« répertoire » Œuvres musicales pour lesquelles la SODRAC est autorisée à émettre une licence en vertu de l'article 3; (« *repertoire* »)

« semestre » Du 1^{er} janvier au 30 juin et du 1^{er} juillet au 31 décembre; (« *semester* »)

« SODRAC » Société du droit de reproduction des auteurs, compositeurs et éditeurs au Canada (SODRAC) inc. et SODRAC 2003 inc., agissant de façon conjointe et solidaire. (« *SODRAC* »)

Application

3. Le distributeur qui se conforme au présent tarif peut reproduire dans une copie d'une œuvre audiovisuelle une œuvre musicale du répertoire déjà incorporée à cette œuvre audiovisuelle, ou autoriser telle reproduction,

a) en vue de la vente ou de la location d'un DVD ou d'une autre copie physique de cette œuvre audiovisuelle, avec ou sans contenu additionnel, à un consommateur pour usage privé;

b) en vue de la présentation en salle de l'œuvre audiovisuelle ou d'un film-annonce de cette œuvre.

Restrictions

4. (1) Le présent tarif autorise la reproduction d'une œuvre musicale uniquement pour l'associer aux mêmes images que celles qui accompagnent l'œuvre musicale dans l'œuvre audiovisuelle.

(2) Pour plus de certitude, le présent tarif ne s'applique pas à des émissions vendues ou transmises en ligne, directement ou par l'intermédiaire d'un service de musique en ligne par la Canadian Broadcasting Corporation/Société Radio-Canada, ni aux activités couvertes par le *Tarif n° 6 de la SODRAC* ou par le *Tarif n° 7 de la SODRAC*.

Œuvre audiovisuelle musicale

5. Pour les reproductions visées à l'alinéa 3a), lorsqu'il s'agit d'une œuvre audiovisuelle musicale, le distributeur verse à la SODRAC une redevance de 1,47 ¢ pour chaque minute de musique nécessitant une licence de la SODRAC.

Paragraph 3(a): Alternative Tariff Arrangements and Elections

6. (1) For audiovisual work other than musical audiovisual work, a distributor shall pay royalties for reproductions made pursuant to paragraph 3(a) pursuant to section 7 or section 8.

(2) A distributor shall pay royalties pursuant to section 8 unless the distributor notifies SODRAC, before January 1 of a year that the distributor has elected to pay royalties pursuant to section 7 for that and subsequent years.

(3) A distributor who has elected to pay royalties pursuant to section 7 continues to do so until the distributor notifies SODRAC, before January 1 of a year, of the distributor's election to pay royalties pursuant to section 8 for that and subsequent years.

7. (1) For reproductions made pursuant to paragraph 3(a), a distributor shall pay to SODRAC, for each minute of music requiring a licence from SODRAC, a royalty calculated pursuant to the following table:

Per minute rate, per copy of program or product	Foreground music (including themes)	Background music (including transitions)
First 15 minutes	1.47¢	0.59¢
Next 15 minutes	0.89¢	0.36¢
Each additional minute	0.53¢	0.22¢

(2) Where SODRAC administers only part of the rights in a musical work, the applicable rate is the relevant rate multiplied by SODRAC's share in the musical work.

(3) Royalties owing for a product (box set) comprising several television programs are calculated on the basis of the product's entire content.

8. For reproductions made pursuant to paragraph 3(a), a distributor shall pay to SODRAC, in respect of music requiring a licence from SODRAC, a royalty calculated pursuant to the following table:

Amount of music requiring a SODRAC licence	Royalty per copy
No more than 5 minutes	2.45¢
More than 5 and no more than 10 minutes	6.51¢
More than 10 and no more than 20 minutes	12.13¢
More than 20 and no more than 30 minutes	17.38¢
More than 30 and no more than 45 minutes	21.94¢
More than 45 and no more than 60 minutes	26.36¢

9. Notwithstanding section 5, subsection 7(1) or section 8, a distributor is entitled to provide, royalty-free, one promotional copy for each 9 copies of an audiovisual work sold, up to a total of 300.

Paragraph 3(b): Royalties

10. For reproductions made pursuant to paragraph 3(b), a distributor shall pay to SODRAC \$100 per year.

Taxes

11. All royalties payable under this tariff are exclusive of any federal, provincial or other governmental taxes or levies of any kind.

Reporting and Payment Requirements

12. (1) No later than 30 days after the end of the semester during which a distributor first delivers an audiovisual work directly or indirectly for sale or rental to consumers for private use, the

Alinéa 3a) : choix du tarif et conséquences

6. (1) Pour les œuvres audiovisuelles autres qu'une œuvre audiovisuelle musicale, un distributeur verse ses redevances pour les reproductions visées à l'alinéa 3a) en vertu de l'article 7 ou de l'article 8.

(2) Un distributeur verse ses redevances en vertu de l'article 8 à moins qu'il avise la SODRAC, avant le 1^{er} janvier d'une année, de sa décision de verser ses redevances en vertu de l'article 7 pendant cette année et par la suite.

(3) Le distributeur qui a choisi de verser ses redevances en vertu de l'article 7 continue de le faire jusqu'à ce qu'il avise la SODRAC, avant le 1^{er} janvier d'une année, de sa décision de verser ses redevances en vertu de l'article 8 pendant cette année et par la suite.

7. (1) Pour les reproductions visées à l'alinéa 3a), le distributeur verse à la SODRAC, pour chaque minute de musique nécessitant une licence de la SODRAC, la redevance établie conformément au tableau suivant :

Taux à la minute, par copie d'émission ou de produit	Musique de premier plan (incluant thèmes)	Musique de fond (incluant transitions)
Pour les 15 premières minutes	1,47 ¢	0,59 ¢
Pour les 15 minutes suivantes	0,89 ¢	0,36 ¢
Par la suite	0,53 ¢	0,22 ¢

(2) Si la SODRAC n'administre qu'une partie des droits sur une œuvre musicale, le taux applicable est le taux pertinent multiplié par la part que la SODRAC détient.

(3) Les redevances pour un produit (coffret) comportant plusieurs émissions de télévision sont calculées en fonction de tout le contenu du produit.

8. Pour les reproductions visées à l'alinéa 3a), le distributeur verse à la SODRAC, à l'égard de la musique nécessitant une licence de la SODRAC, la redevance établie conformément au tableau suivant :

Quantité de musique nécessitant une licence de la SODRAC	Redevance par copie
Pas plus de 5 minutes	2,45 ¢
Plus de 5 et pas plus de 10 minutes	6,51 ¢
Plus de 10 et pas plus de 20 minutes	12,13 ¢
Plus de 20 et pas plus de 30 minutes	17,38 ¢
Plus de 30 et pas plus de 45 minutes	21,94 ¢
Plus de 45 et pas plus de 60 minutes	26,36 ¢

9. Malgré l'article 5, le paragraphe 7(1) et l'article 8, le distributeur peut livrer une copie promotionnelle pour chaque 9 copies vendues de l'œuvre audiovisuelle, jusqu'à concurrence de 300, sans verser de redevances.

Alinéa 3b) : redevances

10. Pour les reproductions visées à l'alinéa 3b), le distributeur verse à la SODRAC 100 \$ par année.

Taxes

11. Les redevances exigibles en vertu du présent tarif ne comprennent ni les taxes fédérales, provinciales ou autres, ni les prélèvements d'autres genres qui pourraient s'appliquer.

Exigences de rapport et de paiement

12. (1) Au plus tard 30 jours après la fin du semestre durant lequel un distributeur livre pour la première fois, directement ou non, une œuvre audiovisuelle pour vente ou location à un

distributor shall provide to SODRAC, with respect to that audiovisual work,

- (a) the name, address, telephone number, fax number and email address of the distributor;
- (b) a physical or digital copy of the work and of its cover;
- (c) the reference number or numbers assigned to the audiovisual work by the distributor; and
- (d) if available, the musical cue sheet for the audiovisual work.

(2) Using the information received pursuant to subsection (1) and any other information at its disposal, SODRAC shall make reasonable efforts to determine the information required to calculate and distribute the royalties payable pursuant to section 5, 7 or 8.

(3) A distributor that does not supply a musical cue sheet pursuant to paragraph (1)(d) shall collaborate with SODRAC if SODRAC attempts to secure the cue sheet from anyone, including the producer of the audiovisual work, other than another collective society. If SODRAC does not receive the cue sheet despite such collaboration, the distributor shall provide to SODRAC, if available,

- (a) the title or titles under which the audiovisual work is offered by the distributor;
- (b) the original title;
- (c) if the audiovisual work is part of a series, the number or title of the episode;
- (d) the ISAN code;
- (e) the name of the producer or, if not known, the name of the person from whom the distributor secured the distribution rights;
- (f) the title of each musical work embedded into the audiovisual work;
- (g) the name of the author and composer of each musical work;
- (h) the duration of each musical work; and
- (i) the type of use of each musical work (background, feature, theme).

(4) A distributor shall provide the information set out in subsection (1) or (3) with respect to each otherwise identical audiovisual work if the musical content in each such work is different.

(5) If the information supplied pursuant to subsections (1), (3) or (4) does not allow SODRAC to reasonably proceed to the distribution of royalties, SODRAC, after first conducting its own reasonable search, may further inquire from the distributor who will make reasonable efforts to supply any further, relevant information to assist SODRAC in its royalty distribution, including

- (a) any alternate title, whether in the original language or not;
- (b) the country, year and type of production;
- (c) the theatrical or other release date; and
- (d) the name of the director.

13. (1) As soon as possible after receiving the information set out in section 12, SODRAC shall notify the distributor of those audiovisual works for which a SODRAC licence is required. With respect to such works, SODRAC shall also provide to the distributor a report setting out

- (a) each musical work embedded in the audiovisual work;
- (b) the duration of each musical work;
- (c) for each musical work requiring a SODRAC licence, an indication to that effect;

consommateur pour usage privé, le distributeur fournit à la SODRAC, à l'égard de cette œuvre audiovisuelle :

- a) le nom, l'adresse, les numéros de téléphone et de télécopieur et l'adresse de courriel du distributeur;
- b) un exemplaire physique ou numérique de l'œuvre et de sa jaquette;
- c) chaque numéro de référence que le distributeur attribue à l'œuvre;
- d) s'il est disponible, le rapport de contenu musical de l'œuvre.

(2) À partir des renseignements fournis en vertu du paragraphe (1) et de ce dont elle dispose par ailleurs, la SODRAC s'efforce raisonnablement d'établir les renseignements dont elle a besoin pour calculer et répartir les redevances payables en vertu des articles 5, 7 ou 8.

(3) Le distributeur qui ne fournit pas le rapport de contenu musical visé à l'alinéa (1)d) collabore avec la SODRAC si cette dernière cherche à obtenir un tel rapport d'un tiers, y compris le producteur de l'œuvre audiovisuelle, mais à l'exclusion d'une autre société de gestion. Si, malgré une telle collaboration, la SODRAC ne reçoit pas un tel rapport, le distributeur fournit à la SODRAC, si l'information est disponible :

- a) chacun des titres en vertu desquels le distributeur offre l'œuvre audiovisuelle;
- b) son titre original;
- c) le titre ou numéro de l'œuvre audiovisuelle faisant partie d'une série;
- d) le numéro ISAN;
- e) le nom du producteur ou, si ce nom est inconnu, celui de la personne auprès de laquelle le distributeur a acquis les droits de distribution;
- f) le titre de chaque œuvre musicale incorporée à l'œuvre audiovisuelle;
- g) le nom de l'auteur et du compositeur de chaque œuvre musicale;
- h) la durée de chaque œuvre musicale;
- i) le type d'utilisation (fond, premier plan, thème) de chaque œuvre musicale.

(4) Le distributeur fournit les renseignements visés aux paragraphes (1) ou (3) à l'égard de chaque œuvre audiovisuelle par ailleurs identique à une autre si leur contenu musical diffère.

(5) Si les renseignements que la SODRAC reçoit en vertu des paragraphes (1), (3) ou (4) ne lui permettent pas de procéder à une répartition raisonnable des redevances, cette dernière peut, après avoir elle-même mené des recherches raisonnables, demander au distributeur de faire des efforts raisonnables pour lui fournir un supplément d'information pertinente pour l'aider dans la répartition des redevances, y compris :

- a) un titre alternatif, que ce soit ou non en langue originale;
- b) le pays, l'année et le type de production;
- c) la date de première diffusion en salle ou ailleurs;
- d) le nom du réalisateur.

13. (1) Dès que possible après avoir reçu les renseignements énumérés à l'article 12, la SODRAC avise le distributeur du titre des œuvres audiovisuelles qui comprennent une œuvre nécessitant une licence de la SODRAC, accompagné d'un rapport indiquant, pour chacune de ces œuvres audiovisuelles :

- a) chacune des œuvres musicales incorporées dans l'œuvre audiovisuelle;
- b) la durée de chaque œuvre musicale;
- c) à l'égard de chacune des œuvres musicales nécessitant une licence de la SODRAC, une indication à cet effet;

- (d) if SODRAC administers only part of the rights in a musical work, the fraction of rights SODRAC administers; and
 (e) the amount of royalties payable to SODRAC for each copy of the audiovisual work sold.

(2) At least once each semester, SODRAC shall provide a new report with respect to audiovisual works for which the information set out in paragraphs (1)(c) or (d) has changed.

14. (1) No later than 60 days after the end of a semester, a distributor shall provide to SODRAC, with respect to each audiovisual work that is mentioned in a report received pursuant to section 13 before the end of the semester and a copy of which was sold during the semester, the following information relating to that semester:

- (a) the reference number or numbers assigned to it by the distributor;
 (b) the title or titles under which it is offered by the distributor;
 (c) if already supplied, the ISAN code;
 (d) the number of copies sold;
 (e) the number of promotional copies delivered; and
 (f) if the audiovisual work was withdrawn from the catalogue during the semester, a mention to this effect.

(2) A distributor shall forward to SODRAC the royalties payable in respect of a copy at the same time as it sends the information set out in subsection (1) in respect of that copy.

(3) Royalties payable pursuant to section 10 are due no later than on January 31 of the relevant year.

Repertoire Disputes

15. (1) A distributor that disputes the indication in a report received pursuant to section 13 that a musical work requires a SODRAC licence shall provide to SODRAC the information on which the distributor relies to conclude that the licence is not required, unless the information was provided earlier.

(2) A distributor that disputes the indication more than 20 days after receiving a report pursuant to section 13 is not entitled to interest on the amounts owed to it.

Accounts and Records

16. (1) A distributor and SODRAC shall keep and preserve, for a period of four years after the end of the semester to which they relate, records from which the information set out in section 12 to 14 can be ascertained.

(2) SODRAC may audit these records at any time during the period set out in subsection (1) on notice of 10 business days and during normal business hours.

(3) SODRAC shall, upon receipt, supply to the distributor a copy of the audit report.

(4) If an audit discloses that royalties have been understated in any semester by more than 10 per cent, the distributor shall pay the reasonable costs of the audit within 30 days of the demand for such payment.

Confidentiality

17. (1) Subject to subsections (2) and (3), SODRAC shall treat in confidence information received from a distributor pursuant to this tariff, unless the distributor who supplied the information consents in writing to the information being treated otherwise.

d) si la SODRAC administre seulement une partie des droits sur une œuvre musicale, une indication de la fraction qu'elle administre;

e) le montant de redevances payable à la SODRAC pour chaque copie vendue de l'œuvre audiovisuelle.

(2) Au moins une fois par semestre, la SODRAC fournit un nouveau rapport à l'égard des œuvres audiovisuelles à l'égard desquelles les renseignements visés aux alinéas (1)c) ou d) ont changé.

14. (1) Au plus tard 60 jours après la fin du semestre, le distributeur fournit à la SODRAC, à l'égard de chacune des œuvres audiovisuelles visées dans un rapport reçu en vertu de l'article 13 avant la fin du semestre et dont copie a été vendue durant le semestre, les renseignements suivants pour ce semestre :

- a) chaque numéro de référence que le distributeur attribue à l'œuvre audiovisuelle;
 b) chacun des titres en vertu desquels le distributeur offre l'œuvre audiovisuelle;
 c) le numéro ISAN, s'il a déjà été fourni;
 d) le nombre de copies vendues;
 e) le nombre de copies promotionnelles livrées;
 f) si l'œuvre audiovisuelle a été retirée du catalogue durant le semestre, une mention à cet effet.

(2) Le distributeur remet à la SODRAC les redevances payables à l'égard d'une copie en même temps que les renseignements visés au paragraphe (1) à l'égard de cette même copie.

(3) Les redevances exigibles en vertu de l'article 10 sont versées au plus tard le 31 janvier de l'année visée.

Contestation du répertoire

15. (1) Le distributeur qui conteste l'indication dans un rapport reçu en vertu de l'article 13 selon lequel une œuvre musicale nécessite une licence de la SODRAC fournit à cette dernière les renseignements sur lesquels le distributeur se fonde pour soutenir qu'une telle licence est superflue, à moins que ces renseignements aient été fournis auparavant.

(2) Le distributeur qui conteste l'indication plus de 20 jours après avoir reçu un rapport en vertu de l'article 13 n'a pas droit aux intérêts sur les montants qui lui sont dus.

Registres et vérifications

16. (1) Le distributeur et la SODRAC tiennent et conservent, durant quatre années après la fin du semestre auquel ils se rapportent, les registres permettant de déterminer facilement les renseignements prévus aux articles 12 à 14.

(2) La SODRAC peut vérifier ces registres à tout moment durant la période visée au paragraphe (1) durant les heures régulières de bureau et moyennant un préavis de 10 jours ouvrables.

(3) Dès qu'elle reçoit un rapport de vérification, la SODRAC en fait parvenir une copie au distributeur.

(4) Si la vérification révèle que les redevances ont été sous-estimées de plus de 10 pour cent pour un semestre quelconque, le distributeur en acquitte les coûts raisonnables dans les 30 jours suivant la date à laquelle on lui en fait la demande.

Traitement confidentiel

17. (1) Sous réserve des paragraphes (2) et (3), la SODRAC garde confidentiels les renseignements qu'un distributeur lui transmet en application du présent tarif, à moins que le distributeur ne consente par écrit à ce qu'il en soit autrement.

(2) SODRAC may share information referred to in subsection (1)

- (a) with the Copyright Board;
- (b) in connection with proceedings before the Copyright Board, if SODRAC has first provided a reasonable opportunity for the distributor providing the information to request a confidentiality order;
- (c) to the extent required to effect the distribution of royalties, with a collective society or with a royalty claimant; or
- (d) if ordered by law.

(3) Subsection (1) does not apply to information that is publicly available, or to information obtained from someone other than a distributor and who is not under an apparent duty of confidentiality to that distributor.

Adjustments

18. Adjustments in the amount of royalties owed (including excess payments), as a result of the discovery of an error or otherwise, shall be made on the date the next royalty payment is due.

Interests on Late Payments

19. (1) Subject to subsection (4), any amount not received by the due date shall bear interest from that date until the date the amount is received.

(2) Any overpayment resulting from an error or omission on the part of SODRAC shall bear interest from the date of the overpayment until the overpayment is refunded.

(3) For the purposes of this section, if a report provided pursuant to section 12 is filed late, no account is taken of the time between the date the report should have been filed and the date it is filed for the purposes of determining whether the corresponding report provided pursuant to section 13 was received before the end of a semester for the purposes of section 14.

(4) Any amount owing by a distributor as a result of an error or omission on the part of SODRAC shall not bear interest until 30 days after SODRAC has corrected the error or omission.

(5) Interest shall be calculated daily, at a rate equal to one per cent above the Bank Rate effective on the last day of the previous month (as published by the Bank of Canada). Interest shall not compound.

Delivery of Notices and Payments

20. (1) Anything that a distributor sends to SODRAC pursuant to section 12 or 14 shall be sent by email to audiovisual@sodrac.ca. Anything else that a distributor sends to SODRAC shall be sent to 1470 Peel Street, Tower B, Suite 1010, Montréal, Québec H3A 1T1, Attn. Director, Licensing and Legal Services, email: licences@sodrac.ca, fax number: 514-845-3401, or to any other address of which the distributor has been notified in writing.

(2) Anything that SODRAC sends to a distributor shall be sent to the last address, fax number or email address of which SODRAC has been notified in writing.

21. (1) Subject to subsection (2), a notice may be delivered by hand, by postage-paid mail, by fax, by email or by File Transfer Protocol (FTP).

(2) To the extent possible, information that a distributor provides pursuant to section 12 or 14 shall be delivered electronically, in Excel format or in any other format agreed upon by SODRAC and the distributor. Each type of information shall be provided in a separate field.

(2) La SODRAC peut communiquer les renseignements visés au paragraphe (1) :

- a) à la Commission du droit d'auteur;
- b) dans le cadre d'une affaire portée devant la Commission du droit d'auteur, si la SODRAC a préalablement donné au distributeur qui fournit les renseignements l'occasion raisonnable de demander une ordonnance de confidentialité;
- c) à une autre société de gestion ou à une personne qui demande le versement de redevances, dans la mesure où cela est nécessaire pour effectuer la répartition;
- d) si la loi l'y oblige.

(3) Le paragraphe (1) ne s'applique pas aux renseignements disponibles au public ou obtenus d'un tiers non apparemment tenu lui-même de garder confidentiels ces renseignements.

Ajustements

18. L'ajustement dans le montant des redevances exigibles (y compris le trop-perçu), qu'il résulte ou non de la découverte d'une erreur, s'effectue à la date à laquelle le prochain versement est payable.

Intérêts sur paiements tardifs

19. (1) Sous réserve du paragraphe (4), tout montant non payé à son échéance porte intérêt à compter de la date à laquelle il aurait dû être acquitté jusqu'à la date où il est reçu.

(2) Le trop-perçu découlant d'une erreur ou d'une omission de la part de la SODRAC porte intérêt à compter de la date du paiement excédentaire jusqu'à la date où l'excédent est remboursé.

(3) Aux fins du présent article, si un rapport prévu à l'article 12 est fourni en retard, il n'est pas tenu compte du temps s'écoulant entre la date à laquelle le rapport aurait dû être fourni et celle à laquelle il l'est effectivement, aux fins d'établir si le rapport fourni en vertu de l'article 13 en réponse au rapport tardif a été fourni avant la fin du semestre aux fins de l'article 14.

(4) Le montant non payé découlant d'une erreur ou d'une omission de la part de la SODRAC ne porte pas intérêt avant 30 jours après que cette dernière ait corrigé l'erreur ou l'omission.

(5) L'intérêt est calculé quotidiennement, à un taux de un pour cent au-dessus du taux officiel d'escompte en vigueur le dernier jour du mois précédent (tel qu'il est publié par la Banque du Canada). L'intérêt n'est pas composé.

Transmission des avis et des paiements

20. (1) Les renseignements qu'un distributeur fournit à la SODRAC conformément aux articles 12 ou 14 sont transmis à l'adresse électronique suivante : audiovisuel@sodrac.ca. Toute autre communication adressée à la SODRAC est expédiée au 1470, rue Peel, Tour B, Bureau 1010, Montréal (Québec) H3A 1T1, à l'attention du directeur, Licences et affaires juridiques, courriel : licences@sodrac.ca, numéro de télécopieur : 514-845-3401, ou à toute autre adresse dont le distributeur a été avisé par écrit.

(2) Toute communication de la SODRAC à un distributeur est expédiée à la dernière adresse ou au dernier numéro de télécopieur ou courriel dont la SODRAC a été avisée par écrit.

21. (1) Sous réserve du paragraphe (2), un avis peut être remis en main propre, par courrier affranchi, par télécopieur, par courriel ou par protocole de transfert de fichier (FTP).

(2) Dans la mesure du possible, les renseignements qu'un distributeur fournit conformément aux articles 12 ou 14 sont transmis électroniquement, en format Excel ou dans tout autre format dont conviennent la SODRAC et le distributeur. Chaque élément d'information fait l'objet d'un champ distinct.

(3) A notice or payment mailed in Canada shall be presumed to have been received four business days after the day it was mailed.

(4) A notice sent by fax, by email or by FTP shall be presumed to have been received the day it is transmitted.

Termination

22. (1) SODRAC may, upon a 30-day notice in writing, terminate the licence of a distributor who does not comply with this tariff.

(2) Upon termination of the licence, a distributor shall immediately withdraw from the market all copies it owns that contain a work of the repertoire.

Term

23. This tariff comes into force on January 1, 2015, and ends on December 31, 2015.

(3) L'avis ou le paiement posté au Canada est présumé avoir été reçu quatre jours ouvrables après la date de mise à la poste.

(4) L'avis envoyé par télécopieur, par courriel ou par FTP est présumé avoir été reçu le jour où il est transmis.

Résiliation

22. (1) La SODRAC peut, sur préavis écrit de 30 jours, résilier la licence du distributeur qui ne se conforme pas au présent tarif.

(2) Le distributeur dont la licence est résiliée retire immédiatement du marché les copies contenant une œuvre du répertoire et qui lui appartiennent.

Durée

23. Le présent tarif entre en vigueur le 1^{er} janvier 2015 et se termine le 31 décembre 2015.

STATEMENT OF ROYALTIES TO BE COLLECTED
BY SODRAC FOR THE REPRODUCTION OF MUSICAL
WORKS EMBEDDED IN MUSICAL AUDIOVISUAL
WORKS FOR THEIR TRANSMISSION BY A
SERVICE, IN CANADA, IN 2015

TARIF DES REDEVANCES À PERCEVOIR PAR LA
SODRAC POUR LA REPRODUCTION D'ŒUVRES
MUSICALES INCORPORÉES DANS DES ŒUVRES
AUDIOVISUELLES MUSICALES POUR LEUR
TRANSMISSION PAR UN SERVICE AU
CANADA, POUR L'ANNÉE 2015

Short Title

1. This tariff may be cited as *SODRAC Tariff No. 6, Reproduction of musical works embedded in musical audiovisual works for transmission by a service, 2015.*

Definitions

2. In this tariff,
“cue sheet” means a report containing the following information: the title of the musical audiovisual work, the title of each of the musical works embedded into the musical audiovisual work, the name of the author and composer of each of the musical works, the duration of each of the musical works, the duration of the musical audiovisual work; (« *rapport de contenu musical* »)
“download” means a file intended to be copied onto an end user’s local storage medium or device; (« *téléchargement* »)
“file” means a digital file of a musical audiovisual work; (« *fichier* »)
“free on-demand stream” excludes an on-demand stream provided to a subscriber; (« *transmission sur demande gratuite* »)
“free subscription” means the provision of free access to limited downloads or on-demand streams to a subscriber; (« *abonnement gratuit* »)
“gross revenue” means the aggregate of (a) all revenues payable by or on behalf of end users for access to streams or downloads delivered by a service or its authorized distributors, including membership, subscription and other access fees; (b) all other revenues payable to a service or its authorized distributors in respect of the service, including amounts paid for advertising, product placement, promotion and sponsorship, and commissions on third-party transactions; and (c) amounts equal to the value of the consideration received by a service or its authorized distributors pursuant to any contra and barter agreements related to the operation of the service; (« *revenus bruts* »)
“identifier” means the unique identifier a service assigns to a file; (« *identificateur* »)
“limited download” means a download that uses technology that causes the file to become unusable upon the happening of a certain event; (« *téléchargement limité* »)
“musical audiovisual work” Audiovisual work consisting predominantly of musical audiovisual content, including a videoclip, a concert, a musical, a variety show, a program of physical exercises, including any extract of such audiovisual work, but excluding comedy or children’s audiovisual works consisting predominantly of music, fixed on any digital support whatsoever; (« *œuvre audiovisuelle musicale* »)
“non-subscriber” means an end user other than a subscriber, and includes an end user who receives limited downloads or on-demand streams from a service subject to the requirement that advertising be viewed or listened to; (« *non-abonné* »)
“on-demand stream” means a stream selected by its recipient; (« *transmission sur demande* »)
“play” means the single performance of a stream or a limited download; (« *écoute* »)
“permanent download” means a download other than a limited download; (« *téléchargement permanent* »)
“quarter” means from January to March, from April to June, from July to September and from October to December; (« *trimestre* »)

Titre abrégé

1. *Tarif SODRAC n° 6, Reproduction d'œuvres musicales incorporées dans des œuvres audiovisuelles musicales pour leur transmission par un service, 2015.*

Définitions

2. Les définitions qui suivent s’appliquent au présent tarif.
« abonné » Un utilisateur avec qui un service, ou son distributeur autorisé, a conclu un contrat de service autrement que sur une base transactionnelle par téléchargement ou par transmission, pour une somme d’argent, pour une autre considération y compris en vertu d’un abonnement gratuit; (“*subscriber*”)
« abonnement gratuit » Accès gratuit d’un abonné à des téléchargements limités ou à des transmissions sur demande; (“*free subscription*”)
« écoute » Exécution d’une transmission ou d’un téléchargement limité; (“*play*”)
« fichier » Fichier numérique d’une œuvre audiovisuelle musicale; (“*file*”)
« identificateur » Numéro d’identification unique que le service assigne à un fichier; (“*identifier*”)
« non-abonné » Utilisateur qui n’est pas un abonné, y compris un utilisateur qui reçoit d’un service, sujet à une exigence de visionnement ou d’écoute d’une publicité, un téléchargement limité ou une transmission sur demande; (“*non-subscriber*”)
« œuvre audiovisuelle musicale » Œuvre audiovisuelle dont le programme est composé, de façon prédominante, de matériel musical audiovisuel, notamment un vidéoclip, un concert, une comédie musicale, une émission de variétés, une émission d’exercices physiques, y compris tout extrait de telle œuvre audiovisuelle, mais excluant des œuvres audiovisuelles à prédominance musicale d’humour ou destinées aux enfants, fixée sur quelque support numérique que ce soit; (“*musical audiovisual work*”)
« rapport de contenu musical » Rapport qui indique les renseignements suivants : le titre de l’œuvre audiovisuelle musicale, le titre de chacune des œuvres musicales incorporées à l’œuvre audiovisuelle musicale, le nom de l’auteur et du compositeur de chacune des œuvres musicales, le minutage de chacune des œuvres musicales, le minutage total de l’œuvre audiovisuelle; (“*cue sheet*”)
« répertoire » Œuvres musicales pour lesquelles la SODRAC est autorisée à délivrer une licence en vertu de l’article 3; (“*repertoire*”)
« revenus bruts » Le total a) de toute somme payable par ou pour le compte des utilisateurs pour l’accès aux transmissions ou aux téléchargements fournis par un service ou ses distributeurs autorisés, y compris des frais de membre, des frais d’abonnement ou d’autres droits d’accès; b) toute autre somme payable à un service ou à ses distributeurs autorisés en lien avec le service, y compris des sommes qui leur sont payées pour de la publicité, du placement de produits, de la promotion, de la commandite et des commissions sur des transactions avec des tiers; c) des sommes équivalent à la valeur pour un service ou pour ses distributeurs autorisés d’entes de troc ou de publicité compensée reliée à l’exploitation du service; (“*gross revenue*”)
« service » Service qui livre des transmissions sur demande, des téléchargements limités et des téléchargements permanents d’œuvres audiovisuelles musicales à des utilisateurs par quelque

“repertoire” means the musical works for which SODRAC is entitled to grant a licence pursuant to section 3; (« *répertoire* »)

“service” means a service that delivers on-demand streams, limited downloads and permanent downloads of a musical audiovisual work to end users by any means whatsoever (e.g. cable, online, satellite); (« *service* »)

“SODRAC” means SODRAC 2003 Inc. and Society for Reproduction Rights of Authors, Composers and Publishers in Canada (SODRAC) Inc.; (« *SODRAC* »)

“stream” means a file that is intended to be copied onto a local storage medium or device only to the extent required to allow listening to the file at substantially the same time as when the file is transmitted; (« *transmission* »)

“subscriber” means an end user with whom a service or its authorized distributor has entered into a contract for service other than on a transactional per-download or per-stream basis, for a fee, for other consideration, including pursuant to a free subscription; (« *abonné* »)

“unique visitor” means each end user, excluding a subscriber, who receives a free on-demand stream from a service in a month. (« *visiteur unique* »)

Application

3. (1) This tariff entitles a service that complies with this tariff, and its authorized distributors,

(a) to reproduce all or part of a musical work in the repertoire already embedded in a musical audiovisual work for the purposes of transmitting it in a file to end users in Canada via the Internet or another similar computer network, cable and/or satellite, including by wireless transmission;

(b) to authorize a third party to reproduce the musical work already embedded in a musical audiovisual work in order to deliver that file to the service that uses it for the purpose set out in paragraph (a); and

(c) for permanent and limited downloads, to authorize end users in Canada to further reproduce the musical work already embedded in the musical audiovisual work for their own private use,

in connection with the operation of the service.

(2) For greater certainty, this tariff does not apply to musical audiovisual work sold or transmitted online, directly or through a service, by the Canadian Broadcasting Corporation/Société Radio-Canada, or to activities subject to *SODRAC Tariff No. 5* and *SODRAC Tariff No. 7*.

4. (1) This tariff does not authorize the reproduction of a musical work of the repertoire embedded in a musical audiovisual work in a medley, for the purpose of creating a mashup, for use as a sample or in association with a product, service, cause or institution.

(2) This tariff does not entitle the owner of the copyright in a sound recording of a musical work to authorize the reproduction of that work.

(3) This tariff does not authorize the production of a musical audiovisual work or the synchronization of a musical work in a musical audiovisual work. It authorizes only the transmission by any means whatsoever of existing musical audiovisual works in which the musical work is already embedded.

moyen que ce soit (par exemple câble, en ligne, satellite); (« *service* »)

« SODRAC » SODRAC 2003 inc. et la Société du droit de reproduction des auteurs, compositeurs et éditeurs au Canada (SODRAC) inc.; (« *SODRAC* »)

« téléchargement » Fichier destiné à être copié sur la mémoire locale ou l'appareil d'un utilisateur; (« *download* »)

« téléchargement limité » Téléchargement utilisant une technologie qui rend le fichier inutilisable lorsqu'un certain événement se produit; (« *limited download* »)

« téléchargement permanent » Téléchargement autre qu'un téléchargement limité; (« *permanent download* »)

« transmission » Fichier destiné à être copié sur la mémoire locale ou l'appareil uniquement dans la mesure nécessaire pour en permettre l'écoute essentiellement au moment où il est livré; (« *stream* »)

« transmission sur demande » Transmission choisie par son destinataire; (« *on-demand stream* »)

« transmission sur demande gratuite » exclut la transmission sur demande fournie à un abonné; (« *free on-demand stream* »)

« trimestre » De janvier à mars, d'avril à juin, de juillet à septembre et d'octobre à décembre; (« *quarter* »)

« visiteur unique » Un utilisateur, à l'exception d'un abonné, qui reçoit au cours d'un mois une transmission sur demande gratuite d'un service. (« *unique visitor* »)

Application

3. (1) Le présent tarif permet à un service, qui se conforme au présent tarif, et à ses distributeurs autorisés :

a) de reproduire la totalité ou une partie d'une œuvre musicale du répertoire déjà incorporée dans une œuvre audiovisuelle musicale afin de la transmettre dans un fichier à un utilisateur au Canada via Internet ou un autre réseau d'ordinateurs similaire, câble et/ou satellite, y compris par transmission sans fil;

b) d'autoriser un tiers à reproduire l'œuvre musicale déjà incorporée dans une œuvre audiovisuelle musicale dans le but de la livrer au service pour que ce dernier l'utilise aux fins prévues à l'alinéa a);

c) pour des téléchargements permanents et limités, d'autoriser un utilisateur au Canada à aussi reproduire l'œuvre musicale incorporée dans l'œuvre audiovisuelle musicale pour son usage privé,

dans le cadre de l'exploitation du service.

(2) Pour plus de certitude, le présent tarif ne s'applique pas à des œuvres musicales audiovisuelles vendues ou transmises en ligne, directement ou par l'intermédiaire d'un service, par la Canadian Broadcasting Corporation/Société Radio-Canada ni aux activités couvertes par le *Tarif n° 5 de la SODRAC* ou par le *Tarif n° 7 de la SODRAC*.

4. (1) Le présent tarif n'autorise pas la reproduction d'une œuvre musicale du répertoire incorporée dans une œuvre audiovisuelle musicale dans un pot-pourri, pour créer un collage (« *mashup* »), pour l'utiliser comme échantillon ou en liaison avec un produit, un service, une cause ou une institution.

(2) Le présent tarif ne permet pas au titulaire du droit sur l'enregistrement sonore d'une œuvre musicale d'autoriser la reproduction de l'œuvre musicale.

(3) Le présent tarif n'autorise pas la production d'une œuvre audiovisuelle musicale ou la synchronisation d'une œuvre musicale dans une œuvre audiovisuelle musicale. Il autorise uniquement la transmission, par quelque moyen que ce soit, d'œuvres audiovisuelles musicales existantes qui incorporent déjà l'œuvre musicale.

*Royalties**Permanent Downloads*

5. (1) Subject to paragraph (6)(b), the royalties payable in a month by a service that offers permanent downloads requiring a SODRAC licence shall be 5.64 per cent of the amount paid by an end user for the download subject to a minimum of 2.6¢ per musical work in a musical audiovisual work that contains 19 or more musical works, per permanent download, and 8.04¢ per permanent download in all other cases.

Limited Downloads

(2) The royalties payable in a month by a service that offers limited downloads requiring a SODRAC licence shall be,

a) Subject to paragraph (6)(a), where the payment is per transaction, 5.64 per cent of the amount paid by an end user for limited downloads, subject to a minimum of 1.73¢ per musical work in a musical audiovisual work that contains 19 musical works or more, per limited download, and 5.36¢ for other limited download.

b) Subject to paragraph (6)(b), where limited downloads are offered with a subscription, the royalties payable in a month by a service that offers limited downloads, with or without on-demand streams, shall be

$$\frac{A \times B}{C}$$

where

(A) is 5.64 per cent of the gross revenue from the service for the month, excluding amounts paid by end users for permanent downloads,

(B) is the number of plays of files requiring a SODRAC licence during the month, and

(C) is the total number of plays of files during the month,

subject to a minimum equal to the greater of

- 30.08¢ per subscriber; and
- 0.097¢ for each play of a file requiring a SODRAC licence.

Where a service does not report to SODRAC the number of plays of files as limited downloads, (B) will be deemed to equal either (a) the number of plays of the same musical audiovisual work as an on-demand stream during the month, or (b) if the musical audiovisual work has not been played as an on-demand stream during the month, the average number of plays of all musical audiovisual work as on-demand streams during the month.

On-Demand Streams

(3) Subject to paragraph (6)(b), the royalties payable in a month by a service that offers on-demand streams but does not offer limited downloads shall be

$$\frac{A \times B}{C}$$

where

(A) is 3.07 per cent of the gross revenue from the service for the month, excluding amounts paid by end users for permanent downloads,

(B) is the number of plays of files requiring a SODRAC licence during the month, and

*Redevances**Téléchargements permanents*

5. (1) Sous réserve de l'alinéa (6)b), les redevances payables chaque mois par un service qui offre des téléchargements permanents nécessitant une licence de la SODRAC sont de 5,64 pour cent du montant payé par l'utilisateur pour le téléchargement, sous réserve d'un minimum de 2,6 ¢ par œuvre musicale faisant partie d'une œuvre audiovisuelle musicale contenant 19 œuvres musicales ou plus, par téléchargement permanent, et de 8,04 ¢ pour tout autre téléchargement permanent.

Téléchargements limités

(2) Les redevances payables chaque mois par un service qui offre des téléchargements limités nécessitant une licence de la SODRAC sont :

a) Sous réserve de l'alinéa (6)a), lorsque le paiement est par transaction, de 5,64 pour cent du montant payé par l'utilisateur pour le téléchargement limité, sous réserve d'un minimum de 1,73 ¢ par œuvre musicale faisant partie d'une œuvre audiovisuelle musicale contenant 19 œuvres musicales ou plus, par téléchargement limité, et de 5,36 ¢ pour tout autre téléchargement limité.

b) Sous réserve de l'alinéa (6)b), lorsque les téléchargements limités sont offerts dans un abonnement, les redevances payables chaque mois par un service offrant des téléchargements limités, avec ou sans transmissions sur demande, sont :

$$\frac{A \times B}{C}$$

étant entendu que

(A) représente 5,64 pour cent des revenus bruts du service durant le mois, à l'exclusion des montants payés par les utilisateurs pour des téléchargements permanents,

(B) représente le nombre d'écoutes de fichiers nécessitant une licence de la SODRAC durant le mois,

(C) représente le nombre total d'écoutes de fichiers durant le mois,

sous réserve d'un minimum du plus élevé entre

- 30,08 ¢ par abonné; et
- 0,097 ¢ pour chaque écoute d'un fichier nécessitant une licence de la SODRAC.

Lorsqu'un service ne fournit pas à la SODRAC le nombre d'écoutes de fichiers par téléchargements limités, (B) sera réputé correspondre soit a) au nombre d'écoutes de la même œuvre audiovisuelle musicale sous forme de transmission sur demande durant le mois, ou b) si l'œuvre audiovisuelle musicale n'a pas été écoutée sous forme de transmission sur demande durant le mois, au nombre moyen d'écoutes de toutes les œuvres audiovisuelles musicales sous forme de transmission sur demande durant le mois.

Transmissions sur demande

(3) Sous réserve de l'alinéa (6)b), les redevances payables chaque mois par un service offrant des transmissions sur demande mais non des téléchargements limités sont :

$$\frac{A \times B}{C}$$

étant entendu que

(A) représente 3,07 pour cent des revenus bruts du service durant le mois, à l'exclusion des montants payés par les utilisateurs pour les téléchargements permanents,

(B) représente le nombre d'écoutes de fichiers nécessitant une licence de la SODRAC durant le mois,

(C) is the number of plays of all files during the month, subject to a minimum equal to the greater of

- 16.37¢ per subscriber; and
- 0.054¢ for each play of a file requiring a SODRAC licence.

For clarity, if the service permits an end user to copy files onto a local storage medium or device for later access, the service shall pay royalties pursuant to subsection (2)(b), not pursuant to this subsection.

Free On-Demand Streams

(4) Subject to paragraph (6)(a), the royalties payable for free on-demand streams shall be the lesser of 16.37¢ per unique visitor per month and 0.054¢ per free on-demand stream requiring a SODRAC licence received by that unique visitor in that month.

(5) Subject to paragraph (6)(a), where a service that is required to pay royalties under any of subsections (2) to (4) also offers permanent downloads, the royalty payable by the service for each permanent download requiring a SODRAC licence shall be 5.64 per cent of the amount paid by an end user for the download, subject to a minimum of 2.6¢ musical work in a musical audiovisual work that contains 19 musical works or more, per permanent download, and 8.04¢ per permanent download in all other cases.

Adjustments

(6) Where SODRAC does not hold all the rights in a musical work,

- (a) for the purposes of subsection (1), paragraph (2)(a) and subsections (4) and (5), the applicable royalty shall be the relevant rate multiplied by SODRAC's share in the musical work; and
- (b) for the purposes of paragraph (2)(b) and subsection (3), only the share that SODRAC holds shall be included in (B).

(7) For the purpose of calculating the minimum payable pursuant to paragraph (2)(b) and subsection (3), the number of subscribers shall be determined as at the end of the month in respect of which the royalties are payable.

(8) All royalties payable under this tariff are exclusive of any bank fees and any federal, provincial or other governmental taxes or levies of any kind.

ADMINISTRATIVE PROVISIONS

Reporting Requirements

6. No later than 20 days after the end of the first month during which a service reproduces a file requiring a SODRAC licence and the day before the service first makes such a file available to the public, whichever comes first, the service shall provide to SODRAC the following information:

- (a) the name of the person who operates the service, including
 - (i) the name of a corporation and a mention of its jurisdiction of incorporation,
 - (ii) the name of the proprietor of an individual proprietorship,
 - (iii) the name of each partner of a partnership, or
 - (iv) the names of the principal officers of any other service, together with any other trade name under which the service carries on business;
- (b) the address of its principal place of business;

(C) représente le nombre total d'écoutes de tous les fichiers durant le mois,

sous réserve d'un minimum du plus élevé entre

- 16,37 ¢ par abonné; et
- 0,054 ¢ pour chaque écoute d'un fichier nécessitant une licence de la SODRAC.

Aux fins de clarté, si le service permet à un utilisateur de copier des fichiers sur un appareil ou un support de mémoire locale en vue d'un accès ultérieur, le service est tenu de payer les redevances prévues à l'alinéa (2)b) et non au présent paragraphe.

Transmissions sur demande gratuites

(4) Sous réserve de l'alinéa (6)a), les redevances payables pour des transmissions sur demande gratuites sont le moindre de 16,37 ¢ par visiteur unique par mois et de 0,054 ¢ par transmission sur demande gratuite nécessitant une licence de la SODRAC reçue par ce visiteur unique durant ce mois.

(5) Sous réserve de l'alinéa (6)a), si un service qui doit payer des redevances en vertu des paragraphes (2), (3) ou (4) offre également des téléchargements permanents, la redevance payable par le service pour chaque téléchargement permanent nécessitant une licence de la SODRAC est de 5,64 pour cent de la somme payée par l'utilisateur pour le téléchargement, sous réserve d'un minimum de 2,6 ¢ par œuvre musicale faisant partie d'une œuvre audiovisuelle musicale contenant 19 œuvres musicales ou plus par téléchargement, et de 8,04 ¢ pour tout autre téléchargement permanent.

Ajustements

(6) Si la SODRAC ne détient pas tous les droits sur une œuvre musicale :

- a) aux fins du paragraphe (1), de l'alinéa (2)a) et des paragraphes (4) et (5), le taux applicable est le taux pertinent multiplié par la part que la SODRAC détient dans l'œuvre musicale;
- b) aux fins de l'alinéa (2)b) et du paragraphe (3), seule la part en pourcentage que détient la SODRAC doit être incluse dans (B).

(7) Dans le calcul du minimum payable selon l'alinéa (2)b) et le paragraphe (3), le nombre d'abonnés est établi à la fin du mois à l'égard duquel la redevance est payable.

(8) Les redevances exigibles en vertu du présent tarif ne comprennent pas les frais bancaires, les taxes fédérales, provinciales ou autres, ni les autres prélèvements qui pourraient s'appliquer.

DISPOSITIONS ADMINISTRATIVES

Exigences de rapport

6. Au plus tard 20 jours après la fin du premier mois durant lequel un service reproduit un fichier nécessitant une licence de la SODRAC ou le jour avant celui où le service rend disponible un tel fichier au public pour la première fois, selon la première de ces éventualités, le service fournit à la SODRAC les renseignements suivants :

- a) le nom de la personne qui exploite le service, y compris :
 - (i) sa raison sociale et la juridiction où il est constitué,
 - (ii) le nom du propriétaire, dans le cas d'une société à propriétaire unique,
 - (iii) les noms de tous les partenaires ou associés d'une association ou société à propriétés multiples,
 - (iv) les noms des principaux dirigeants ou administrateurs de tout autre service,

et ce, avec toute autre dénomination sous laquelle le service exploite une entreprise ou exerce des activités commerciales;

- (c) the name, address and email of the persons to be contacted for the purposes of notice, for the exchange of data and for the purposes of invoicing and payment;
- (d) the name and address of any authorized distributor; and
- (e) the Uniform Resource Locator (URL) of each website at or through which the service is or will be offered.

Sales Reports

7. (1) In this section, “required information” means, in respect of a file,

- (a) the title of the musical audiovisual work in the languages in which the service offers them, and if applicable, the title in the original language;
- (b) the cue sheet;
- (c) its identifier (Universal Product Code, product number, ISBN); and
- (d) the reference number attributed by the service to each file.

Permanent and Transactional Limited Downloads

(2) No later than 20 days after the end of each quarter, a service that is required to pay royalties pursuant to subsection 5(1) or paragraph 5(2)(a) shall provide to SODRAC a report setting out, for that quarter, allocated by month,

- (a) in relation to each file that was delivered as a permanent or transactional limited download,
 - (i) the required information, and
 - (ii) separately, the number of permanent downloads and transactional limited downloads for each file, the amounts paid by end users for the file, including, if the file is offered as a permanent download or transactional limited download at different prices from time to time, the number of permanent downloads and transactional limited downloads delivered at each different price.

Subscription-based Limited Downloads and On-Demand Streams

(3) No later than 20 days after the end of each quarter, a service that is required to pay royalties pursuant to paragraph 5(2)(b) and subsection 5(3) shall provide to SODRAC a report setting out, for that quarter, allocated by month,

- (a) in relation to each file that was delivered as a limited download or an on-demand stream to an end user, the required information;
- (b) separately, the total number of plays of each file as an on-demand stream and as a limited download;
- (c) the number of subscribers to the service during the quarter and the total amounts paid by them during that quarter;
- (d) the number of plays by non-subscribers and the total amounts paid by them during that quarter;
- (e) the gross revenue from the service for the quarter;
- (f) if the service or any authorized distributor has engaged in any promotional programs during the quarter pursuant to which on-demand streams and limited downloads have been provided to end users free of charge, details of those programs; and
- (g) the number of subscribers provided with free subscriptions, the total number of limited downloads and on-demand streams provided to such subscribers, and the total number of plays of all files by such subscribers as limited downloads and, separately, as on-demand streams.

- b) l’adresse de sa principale place d’affaires;
- c) le nom, l’adresse et l’adresse courriel des personnes avec lesquelles il faut communiquer aux fins d’avis, d’échange de données, de facturation et de paiement;
- d) le nom et l’adresse de chacun de ses distributeurs autorisés;
- e) le cas échéant, l’adresse URL de chaque site Internet sur lequel ou à partir duquel la distribution est ou sera offerte.

Rapports de ventes

7. (1) Dans le présent article, l’« information requise », par rapport à un fichier, s’entend de ce qui suit :

- a) le titre de l’œuvre audiovisuelle dans les langues offertes par le service, et en langue originale, s’il y a lieu;
- b) le rapport de contenu musical;
- c) son identificateur (code universel des produits, numéro de produit ou ISBN);
- d) le numéro de référence que le service attribue à chaque fichier.

Téléchargements permanents et limités transactionnels

(2) Au plus tard 20 jours après la fin de chaque trimestre, un service qui doit payer des redevances en vertu du paragraphe 5(1) ou de l’alinéa 5(2)(a) fournit à la SODRAC un rapport indiquant, pour ce trimestre, ventilé par mois :

- a) à l’égard de chaque fichier transmis comme téléchargement permanent ou limité transactionnel :
 - (i) l’information requise,
 - (ii) séparément, le nombre de téléchargements permanents et limités transactionnels de chaque fichier, le montant payé par les utilisateurs pour le fichier et, si le prix du fichier offert à titre de téléchargement permanent ou limité transactionnel varie de temps à autre, le nombre de téléchargements permanents ou limités transactionnels transmis à chacun de ces prix.

Téléchargements limités par abonnement et transmissions sur demande

(3) Au plus tard 20 jours après la fin de chaque trimestre, un service qui doit payer des redevances en vertu de l’alinéa 5(2)(b) ou du paragraphe 5(3) fournit à la SODRAC un rapport indiquant, pour ce trimestre et ventilé par mois :

- a) à l’égard de chaque fichier livré comme téléchargement limité ou transmission sur demande, l’information requise;
- b) séparément, le nombre total d’écoutes de chaque fichier comme transmission sur demande ou téléchargement limité;
- c) le nombre d’abonnés au service durant le trimestre et le montant total qu’ils ont versé pour ce trimestre;
- d) le nombre d’écoutes par les non-abonnés et le montant total qu’ils ont versé pour ce trimestre;
- e) les revenus bruts provenant du service pour le trimestre;
- f) si le service ou l’un de ses distributeurs autorisés a livré pendant ce trimestre, à titre promotionnel, des téléchargements limités ou des transmissions sur demande gratuites à des utilisateurs, des précisions sur cette offre promotionnelle;
- g) le nombre d’abonnés qui ont profité d’un abonnement gratuit, le nombre total de téléchargements limités et de transmissions sur demande transmis à ces abonnés et le nombre total d’écoutes de tous les fichiers par ces abonnés par l’entremise de téléchargements limités et, séparément, de transmissions sur demande.

Free On-Demand Streams

(4) No later than 20 days after the end of each quarter, a service that is required to pay royalties pursuant to subsection 5(4) shall provide to SODRAC a report setting out, for that quarter, allocated by month,

- (a) in relation to each file that was delivered as a free on-demand stream, the required information;
- (b) the total number of plays of all files as free on-demand streams;
- (c) the number of unique visitors;
- (d) a description of the manner in which each unique visitor is identified; and
- (e) the number of free on-demand streams provided to each unique visitor.

(5) A service that is required to pay royalties pursuant to more than one subsection of section 5 shall file a separate report pursuant to each subsection of this section.

(6) Whenever a service is required to report its gross revenue for a month, it shall include, separately — and in addition to any other information specifically required by the relevant subsection — the amount of revenue received from subscribers, the amount received from non-subscribers, the amount received from advertisers, the amount attributable to sponsorships, and the amounts received from each additional revenue source.

(7) Using the information received pursuant to subsections (1) to (4) and any other information at its disposal, SODRAC shall make reasonable efforts to determine the information required to calculate and distribute the royalties payable pursuant to section 5.

(8) A service that does not supply a musical cue sheet pursuant to paragraph (1)(b) shall collaborate with SODRAC if SODRAC attempts to secure the cue sheet from anyone, including the producer of the musical audiovisual work. If SODRAC does not receive the cue sheet despite such collaboration, the service shall provide to SODRAC, if available,

- (a) the title or titles under which the musical audiovisual work is offered by the service;
- (b) the original title;
- (c) if the musical audiovisual work is part of a series, the number or title of the episode;
- (d) the ISAN code;
- (e) the name of the producer or, if not known, the name of the person from whom the service secured the distribution rights;
- (f) the title of each musical work embedded into the musical audiovisual work;
- (g) the name of the author and composer of each musical work; and
- (h) the duration of each musical work.

(9) A service shall provide the information set out in subsection (1) or (8) with respect to each otherwise identical musical audiovisual work if the musical content in each such work is different.

(10) If the information supplied pursuant to subsection (1), (8) or (9) does not allow SODRAC to reasonably proceed to the distribution of royalties, SODRAC, after first conducting its own reasonable search, may further inquire with the service, which will make reasonable efforts to supply any further, relevant information to assist SODRAC in its royalty distribution, including

- (a) any alternate title, whether in the original language or not;
- (b) the country, year and type of production;

Transmissions sur demande gratuites

(4) Au plus tard 20 jours après la fin du trimestre, un service qui doit payer des redevances en vertu du paragraphe 5(4) fournit à la SODRAC un rapport indiquant, pour ce trimestre, ventilé par mois :

- a) à l'égard de chaque fichier livré à un utilisateur comme transmission sur demande gratuite, l'information requise;
- b) le nombre total d'écoutes de chaque fichier comme transmission sur demande gratuite;
- c) le nombre de visiteurs uniques;
- d) une description de la façon dont chaque visiteur unique est identifié;
- e) le nombre de transmissions sur demande gratuites fournies à chaque visiteur unique.

(5) Un service qui est tenu de payer des redevances en vertu de plus d'un paragraphe de l'article 5 doit fournir un rapport séparé en vertu de chaque paragraphe de cet article.

(6) Lorsqu'un service est tenu de fournir un rapport sur ses revenus bruts mensuels, ce rapport doit contenir, outre les renseignements spécifiquement mentionnés au paragraphe pertinent, de façon séparée, les montants reçus des abonnés, les montants reçus des non-abonnés, les montants reçus pour la publicité, les montants provenant de commandites et les montants provenant de toute autre source.

(7) À partir des renseignements fournis en vertu des paragraphes (1) à (4) et de ce dont elle dispose par ailleurs, la SODRAC s'efforce raisonnablement d'établir les renseignements dont elle a besoin pour calculer et répartir les redevances payables en vertu de l'article 5.

(8) Le service qui ne fournit pas le rapport de contenu musical visé à l'alinéa (1)b) collabore avec la SODRAC si cette dernière cherche à obtenir un tel rapport d'un tiers, y compris le producteur de l'œuvre audiovisuelle musicale. Si, malgré une telle collaboration, la SODRAC ne reçoit pas un tel rapport, le service fournit à la SODRAC, si l'information est disponible :

- a) chacun des titres en vertu desquels le service offre l'œuvre audiovisuelle musicale;
- b) son titre original;
- c) si l'œuvre audiovisuelle musicale fait partie d'une série, le numéro ou le titre de l'épisode;
- d) le numéro ISAN;
- e) le nom du producteur ou, si ce nom est inconnu, celui de la personne auprès de laquelle le service a acquis les droits de distribution;
- f) le titre de chaque œuvre musicale incorporée à l'œuvre audiovisuelle musicale;
- g) le nom de l'auteur et du compositeur de chaque œuvre musicale;
- h) la durée de chaque œuvre musicale.

(9) Le service fournit les renseignements visés aux paragraphes (1) ou (8) à l'égard de chaque œuvre audiovisuelle par ailleurs identique à une autre si leur contenu musical diffère.

(10) Si les renseignements que la SODRAC reçoit en vertu des paragraphes (1), (8) ou (9) ne lui permettent pas de procéder à une répartition raisonnable des redevances, cette dernière peut, après avoir elle-même mené des recherches raisonnables, demander au service de faire des efforts raisonnables pour lui fournir un supplément d'information pertinente pour l'aider dans la répartition des redevances, y compris :

- a) un titre alternatif, que ce soit ou non en langue originale;
- b) le pays, l'année et le type de production;

- (c) the theatrical or other release date; and
- (d) the name of the director.

8. (1) As soon as possible after receiving the information set out in section 7, SODRAC shall notify the service of those musical audiovisual works for which a SODRAC licence is required. With respect to such works, SODRAC shall also provide to the service a report setting out

- (a) each musical work embedded in the musical audiovisual work;
- (b) the duration of each musical work;
- (c) for each musical work requiring a SODRAC licence, an indication to that effect;
- (d) if SODRAC administers only part of the rights in a musical work, the fraction of rights SODRAC administers; and
- (e) the amount of royalties payable to SODRAC for each file of the musical audiovisual work delivered to end users.

(2) At least once each quarter, SODRAC shall provide a new report with respect to musical audiovisual works for which the information set out in paragraph (1)(c) or (d) has changed.

9. Royalties payable pursuant to section 5 are due no later than six months after the quarter. If SODRAC does not provide the report under section 8 prior to the date where the payment is due, the payment of royalties for that quarter is deferred to the next quarter.

Repertoire Disputes

10. (1) A service that disputes the indication in a report received pursuant to section 8 that a file contains a musical work requiring a SODRAC licence shall provide to SODRAC the information on which the service relies to conclude that the licence is not required, unless the information was provided earlier.

(2) A service that disputes the indication more than 20 days after receiving a report pursuant to section 8 is not entitled to interest on the amounts owed to it.

Records and Audits

11. (1) A service and SODRAC shall keep and preserve, for a period of four years after the end of the quarter to which they relate, records from which the information set out in sections 7 and 8 can be ascertained.

(2) SODRAC may audit these records at any time during the period set out in subsection (1) on notice of 10 business days and during normal business hours.

(3) SODRAC shall, upon receipt, supply to the service a copy of the audit report.

(4) If an audit discloses that royalties have been understated in any quarter by more than 10 per cent, the service shall pay the reasonable costs of the audit within 30 days of the demand for such payment.

Confidentiality

12. (1) Subject to subsections (2) and (3), SODRAC shall treat in confidence information received pursuant to this tariff, unless the disclosing party consents in writing to the information being treated otherwise.

- (2) Information referred to in subsection (1) may be shared
 - (a) in connection with the collection of royalties or the enforcement of a tariff, with SOCAN;
 - (b) with the Copyright Board;

- c) la date de première diffusion en salle ou ailleurs;
- d) le nom du réalisateur.

8. (1) Dès que possible après avoir reçu les renseignements énumérés à l'article 7, la SODRAC avise le service du titre des œuvres audiovisuelles qui comprennent une œuvre nécessitant une licence de la SODRAC, accompagné d'un rapport indiquant, pour chacune de ces œuvres audiovisuelles musicales :

- a) chacune des œuvres musicales incorporées dans l'œuvre audiovisuelle musicale;
- b) la durée de chaque œuvre musicale;
- c) à l'égard de chacune des œuvres musicales nécessitant une licence de la SODRAC, une indication à cet effet;
- d) si la SODRAC administre seulement une partie des droits sur une œuvre musicale, une indication de la fraction qu'elle administre;
- e) le montant de redevances payable à la SODRAC pour chaque fichier de l'œuvre audiovisuelle musicale livré à un utilisateur.

(2) Au moins une fois par trimestre, la SODRAC fournit un nouveau rapport à l'égard des œuvres audiovisuelles musicales à l'égard desquelles les renseignements visés aux alinéas (1)c) ou d) ont changé.

9. Les redevances exigibles en vertu de l'article 5 sont versées au plus tard six mois après la fin du trimestre visé. Dans l'éventualité où la SODRAC n'a pas fourni le rapport en vertu de l'article 8 avant la date de paiement prescrite, le paiement des redevances exigibles est reporté au trimestre suivant.

Contestation du répertoire

10. (1) Le service qui conteste l'indication dans un rapport reçu en vertu de l'article 8 selon lequel une œuvre musicale nécessite une licence de la SODRAC fournit à cette dernière les renseignements sur lesquels le service se fonde pour soutenir qu'une telle licence est superflue, à moins que ces renseignements aient été fournis auparavant.

(2) Le service qui conteste l'indication plus de 20 jours après avoir reçu un rapport en vertu de l'article 8 n'a pas droit aux intérêts sur les montants qui lui sont dus.

Registres et vérifications

11. (1) Le service et la SODRAC tiennent et conservent, durant quatre années après la fin du trimestre auquel ils se rapportent, les registres permettant de déterminer facilement les renseignements prévus aux articles 7 et 8.

(2) La SODRAC peut vérifier ces registres à tout moment durant la période visée au paragraphe (1) durant les heures régulières de bureau et moyennant un préavis de 10 jours ouvrables.

(3) Dès qu'elle reçoit un rapport de vérification, la SODRAC en fait parvenir une copie au service.

(4) Si la vérification révèle que les redevances ont été sous-estimées de plus de 10 pour cent pour un trimestre quelconque, le service en acquitte les coûts raisonnables dans les 30 jours suivant la date à laquelle on lui en fait la demande.

Traitement confidentiel

12. (1) Sous réserve des paragraphes (2) et (3), la SODRAC garde confidentiels les renseignements qu'un service lui transmet en application du présent tarif, à moins que le service ne consente par écrit à ce qu'il en soit autrement.

- (2) La SODRAC peut communiquer les renseignements visés au paragraphe (1) :
 - a) à la SOCAN, pour la perception des redevances ou l'exécution d'un tarif;

- (c) in connection with proceedings before the Board, once the service has had a reasonable opportunity to request a confidentiality order;
- (d) to the extent required to effect the distribution of royalties, with other Collective Societies or royalty claimants;
- (e) with any person who knows or is presumed to know the information; and
- (f) if ordered by law.

(3) Subsection (1) does not apply to information that is publicly available, or to information obtained from someone other than the service or its authorized distributors who is not under an apparent duty of confidentiality to the service.

Adjustments

13. Adjustments in the amount of royalties owed (including excess payments), as a result of the discovery of an error or otherwise, shall be made on the date the next royalty payment is due.

Interest on Late Payments

14. (1) Subject to subsection (4), any amount not received by the due date shall bear interest from that date until the date the amount is received.

(2) Any overpayment resulting from an error or omission on the part of SODRAC shall bear interest from the date of the overpayment until the overpayment is refunded.

(3) For the purposes of this section, a report provided pursuant to section 8 following the late reception of a report provided pursuant to section 7 is deemed to have been received within the time set out in section 8 as long as SODRAC provides the report no more than 20 days after receiving the late report.

(4) Any amount owing by a service as a result of an error or omission on the part of SODRAC shall not bear interest until 30 days after SODRAC has corrected the error or omission.

(5) Interest shall be calculated daily, at a rate equal to one per cent above the Bank Rate effective on the last day of the previous month (as published by the Bank of Canada). Interest shall not compound.

Delivery of Notices and Payments

15. (1) Anything that a service sends to SODRAC pursuant to sections 6 and 7 shall be sent by email to audiovisual@sodrac.ca. Anything else that a service sends to SODRAC shall be sent to 1470 Peel Street, Tower B, Suite 1010, Montréal, Québec H3A 1T1, Attn. Director, Licensing and Legal Services, email: licences@sodrac.ca, fax number: 514-845-3401, or to any other address of which the service has been notified in writing.

(2) Anything that SODRAC sends to a service shall be sent to the last address, fax number or email address of which SODRAC has been notified in writing.

16. (1) Subject to subsection (2), a notice may be delivered by hand, by postage-paid mail, by fax, by email or by File Transfer Protocol (FTP).

(2) To the extent possible, information that a service provides pursuant to section 7 shall be delivered electronically, in Excel format or in any other format agreed upon by SODRAC and the service. Each type of information shall be provided in a separate field.

b) à la Commission du droit d'auteur;

c) dans le cadre d'une affaire portée devant la Commission du droit d'auteur, après que le service aura raisonnablement eu l'occasion de demander une ordonnance de confidentialité;

d) à une autre société de gestion ou à une personne qui demande le versement de redevances, dans la mesure où cela est nécessaire pour effectuer la répartition;

e) à une personne qui connaît ou est présumée connaître le renseignement;

f) si la loi l'y oblige.

(3) Le paragraphe (1) ne s'applique pas aux renseignements disponibles au public ou obtenus d'une personne autre qu'un service ou ses distributeurs autorisés non tenue elle-même de garder confidentiels ces renseignements.

Ajustements

13. L'ajustement dans le montant des redevances exigibles (y compris le trop-perçu), qu'il résulte ou non de la découverte d'une erreur, s'effectue à la date à laquelle le prochain versement est payable.

Intérêts sur paiements tardifs

14. (1) Sous réserve du paragraphe (4), tout montant non payé à son échéance porte intérêt à compter de la date à laquelle il aurait dû être acquitté jusqu'à la date où il est reçu.

(2) Le trop-perçu découlant d'une erreur ou d'une omission de la part de la SODRAC porte intérêt à compter de la date du paiement excédentaire jusqu'à la date où l'excédent est remboursé.

(3) Aux fins du présent article, un rapport fourni en vertu de l'article 8 suivant la réception tardive d'un rapport fourni en vertu de l'article 7 est réputé avoir été reçu dans le délai prévu à l'article 8, pourvu que la SODRAC fournisse ce rapport dans un délai de 20 jours après avoir reçu le rapport tardif.

(4) Le montant non payé découlant d'une erreur ou d'une omission de la part de la SODRAC ne porte pas intérêt avant 30 jours après que cette dernière aura corrigé l'erreur ou l'omission.

(5) L'intérêt est calculé quotidiennement, à un taux de un pour cent au-dessus du taux officiel d'escompte en vigueur le dernier jour du mois précédent (tel qu'il est publié par la Banque du Canada). L'intérêt n'est pas composé.

Transmission des avis et des paiements

15. (1) Les renseignements qu'un service fournit à la SODRAC conformément aux articles 6 et 7 sont transmis à l'adresse électronique suivante : audiovisuel@sodrac.ca. Toute autre communication adressée à la SODRAC est expédiée au 1470, rue Peel, Tour B, Bureau 1010, Montréal (Québec) H3A 1T1, à l'attention du directeur, Licences et affaires juridiques, courriel : licences@sodrac.ca, numéro de télécopieur : 514-845-3401, ou à toute autre adresse dont le service a été avisé par écrit.

(2) Toute communication de la SODRAC à un service est expédiée à la dernière adresse ou adresse courriel ou au dernier numéro de télécopieur dont la SODRAC a été avisée par écrit.

16. (1) Sous réserve du paragraphe (2), un avis peut être remis en main propre, par courrier affranchi, par télécopieur, par courriel ou par protocole de transfert de fichier (FTP).

(2) Dans la mesure du possible, les renseignements qu'un service fournit conformément à l'article 7 sont transmis électroniquement, en format Excel ou dans tout autre format dont conviennent la SODRAC et le service. Chaque élément d'information fait l'objet d'un champ distinct.

(3) A notice or payment mailed in Canada shall be presumed to have been received four business days after the day it was mailed.

(4) A notice sent by fax, by email or by FTP shall be presumed to have been received the day it is transmitted.

Termination

17. (1) SODRAC may, after providing a 30-day notice in writing, terminate the licence of a service that does not comply with this tariff.

(2) Upon termination of the licence, a service shall immediately withdraw from the market all copies it owns that contain a work of the repertoire.

Term

18. This tariff comes into force on January 1, 2015, and ends on December 31, 2015.

(3) L'avis ou le paiement posté au Canada est présumé avoir été reçu quatre jours ouvrables après la date de mise à la poste.

(4) L'avis envoyé par télécopieur, par courriel ou par FTP est présumé avoir été reçu le jour où il est transmis.

Résiliation

17. (1) La SODRAC peut, sur préavis écrit de 30 jours, résilier la licence du service qui ne se conforme pas au présent tarif.

(2) Le service dont la licence est résiliée retire immédiatement du marché les copies contenant une œuvre du répertoire qui lui appartiennent.

Durée

18. Le présent tarif entre en vigueur le 1^{er} janvier 2015 et se termine le 31 décembre 2015.

STATEMENT OF ROYALTIES TO BE COLLECTED BY
SODRAC FOR THE REPRODUCTION OF MUSICAL
WORKS EMBEDDED IN AN AUDIOVISUAL
WORK FOR THEIR TRANSMISSION
BY A SERVICE, IN CANADA, 2015

Short Title

1. This tariff may be cited as *SODRAC Tariff No. 7, Reproduction of musical works embedded in audiovisual works for transmission by a service, 2015*.

Definitions

2. In this tariff,
“audiovisual work” means a movie, television program or other cinematographic work irrespective of its initial intended use, but excludes musical audiovisual work as defined in *SODRAC Tariff No. 6*; (« *œuvre audiovisuelle* »)
“bundle” means two or more digital files offered as a single product, if at least one file is a permanent download; (« *ensemble* »)
“cue sheet” means a report containing the following information: the title of the audiovisual work, the title of each of the musical works embedded into the audiovisual work, the name of the author and composer of each of the musical works, the duration of each of the musical works, and the total duration of the audiovisual work; (« *rapport de contenu musical* »)
“download” means a file intended to be copied onto an end user’s local storage medium or device; (« *téléchargement* »)
“file,” except in the definition of “bundle,” means a digital file of an audiovisual work embedding one or more musical works; (« *fichier* »)
“free on-demand stream” excludes an on-demand stream provided to a subscriber; (« *transmission sur demande gratuite* »)
“free subscription” means the provision of free access to limited downloads or on-demand streams to a subscriber; (« *abonnement gratuit* »)
“gross revenue” means the aggregate of (a) all revenues payable by or on behalf of end users for access to streams or downloads delivered by a service or its authorized distributors, including membership, subscription and other access fees; (b) all other revenues payable to a service or its authorized distributors in respect of the service, including amounts paid for advertising, product placement, promotion and sponsorship, and commissions on third-party transactions; and (c) amounts equal to the value of the consideration received by a service or its authorized distributors pursuant to any contra and barter agreements related to the operation of the service; (« *revenus bruts* »)
“identifier” means the unique identifier a service assigns to a file or bundle; (« *identificateur* »)
“limited download” means a download that uses technology that causes the file to become unusable upon the happening of a certain event; (« *téléchargement limité* »)
“non-subscriber” means an end user other than a subscriber, and includes an end user who receives limited downloads or on-demand streams from a service subject to the requirement that advertising be viewed or listened to; (« *non-abonné* »)
“on-demand stream” means a stream selected by its recipient; (« *transmission sur demande* »)
“play” means the single performance of a stream or a limited download; (« *écoute* »)
“permanent download” means a download other than a limited download; (« *téléchargement permanent* »)

TARIF DES REDEVANCES À PERCEVOIR PAR LA SODRAC
POUR LA REPRODUCTION D’ŒUVRES MUSICALES
INCORPORÉES À DES ŒUVRES AUDIOVISUELLES EN
VUE DE LEUR TRANSMISSION PAR UN SERVICE,
AU CANADA, POUR L’ANNÉE 2015

Titre abrégé

1. *Tarif n° 7 de la SODRAC (Reproduction d’œuvres musicales incorporées dans des œuvres audiovisuelles pour transmission par un service), 2015.*

Définitions

2. Les définitions qui suivent s’appliquent au présent tarif.
« *abonné* » Un utilisateur avec qui un service, ou son distributeur autorisé, a conclu un contrat de service autrement que sur une base transactionnelle par téléchargement ou par transmission, pour une somme d’argent, pour une autre considération y compris en vertu d’un abonnement gratuit; (« *subscriber* »)
« *abonnement gratuit* » Fourniture à un abonné d’un accès gratuit à des téléchargements limités ou à des transmissions sur demande; (« *free subscription* »)
« *écoute* » Exécution d’une transmission ou d’un téléchargement limité; (« *play* »)
« *ensemble* » Deux fichiers numériques ou plus offerts comme produit unique, pourvu qu’au moins un des fichiers soit un téléchargement permanent; (« *bundle* »)
« *fichier* » Sauf dans la définition d’« *ensemble* », fichier numérique de l’œuvre audiovisuelle incorporant une ou plusieurs œuvres musicales; (« *file* »)
« *identificateur* » Numéro d’identification unique qu’un service assigne à un fichier ou à un ensemble; (« *identifier* »)
« *non-abonné* » Utilisateur qui n’est pas un abonné, y compris un utilisateur qui reçoit d’un service, sujet à une exigence de visionnement ou d’écoute d’une publicité, un téléchargement limité ou une transmission sur demande; (« *non-subscriber* »)
« *œuvre audiovisuelle* » Film, émission de télévision ou autre œuvre cinématographique, sans égard à son objet initial, à l’exclusion d’une œuvre audiovisuelle musicale, telle qu’elle est définie au *Tarif n° 6 de la SODRAC*; (« *audiovisual work* »)
« *rapport de contenu musical* » Rapport qui indique les renseignements suivants : le titre de l’œuvre audiovisuelle, le titre de chacune des œuvres musicales incorporées à l’œuvre audiovisuelle, le nom de l’auteur et du compositeur de chacune des œuvres musicales, le minutage de chacune des œuvres musicales et le minutage total de l’œuvre audiovisuelle; (« *cue sheet* »)
« *répertoire* » Œuvres musicales pour lesquelles la SODRAC est autorisée à émettre une licence en vertu de l’article 3; (« *repertoire* »)
« *revenus bruts* » Le total a) de toute somme payable par ou pour le compte des utilisateurs pour l’accès aux transmissions ou aux téléchargements fournis par un service ou ses distributeurs autorisés, y compris des frais de membre, des frais d’abonnement ou d’autres droits d’accès; b) toute autre somme payable à un service ou à ses distributeurs autorisés, y compris des sommes qui leur sont payées pour de la publicité, du placement de produits, de la promotion, de la commandite et des commissions sur des transactions avec des tiers; c) des sommes équivalant à la valeur pour un service ou pour ses distributeurs autorisés d’ententes de troc ou de publicité compensée reliée à l’exploitation du service; (« *gross revenue* »)
« *semestre* » Du 1^{er} janvier au 30 juin et du 1^{er} juillet au 31 décembre; (« *semester* »)

“repertoire” means the musical works for which SODRAC is entitled to grant a licence pursuant to section 3; (« *répertoire* »)

“semester” means from January 1st to June 30th and from July 1st to December 31st; (« *semestre* »)

“service” means a service that delivers on-demand streams, limited downloads and permanent downloads of an audiovisual work to end users, by any means whatsoever (e.g. online, cable, satellite); (« *service* »)

“SODRAC” means SODRAC 2003 Inc. and Society for Reproduction Rights of Authors, Composers and Publishers in Canada (SODRAC) Inc.; (« *SODRAC* »)

“stream” means a file that is intended to be copied onto a local storage medium or device only to the extent required to allow listening to the file at substantially the same time as when the file is transmitted; (« *transmission* »)

“subscriber” means an end user with whom a service or its authorized distributor has entered into a contract for service other than on a transactional per-download or per-stream basis, for a fee, for other consideration, including pursuant to a free subscription; (« *abonné* »)

“unique visitor” means each end user, excluding a subscriber, who receives a free on-demand stream from a service in a month. (« *visiteur unique* »)

Application

3. This tariff entitles a service that complies with this tariff, and its authorized distributors,

(a) to reproduce all or part of a musical work in the repertoire already embedded in an audiovisual work for the purposes of transmitting it in a file to end users in Canada by any means whatsoever, including the Internet, cable, satellite, and wireless transmission;

(b) to authorize a third party to reproduce the musical work already embedded in an audiovisual work in order to deliver that file to the service that uses it for the purpose set out in paragraph (a); and

(c) for permanent and limited downloads, to authorize end users in Canada to further reproduce the musical work already embedded in the audiovisual work for their own private use,

in connection with the operation of the service.

Restrictions

4. (1) This tariff only authorizes the reproduction of a musical work in association with the same images with which the musical work was embedded in the audiovisual work.

(2) For greater certainty, this tariff does not apply to activities subject to *SODRAC Tariff No. 5* and *SODRAC Tariff No. 6*.

(3) This tariff does not authorize the production of an audiovisual work or the synchronization of a musical work in an audiovisual work. It authorizes only the transmission by any means whatsoever of an existing audiovisual work in which a musical work is already embedded.

« service » Service qui livre des transmissions sur demande, des téléchargements limités et des téléchargements permanents d’œuvres audiovisuelles aux utilisateurs, par quelque moyen que ce soit (par exemple en ligne, câble, satellite); (« *service* »)

« SODRAC » SODRAC 2003 inc. et Société du droit de reproduction des auteurs, compositeurs et éditeurs au Canada (SODRAC) inc.; (« *SODRAC* »)

« téléchargement » Fichier destiné à être copié sur la mémoire locale ou l’appareil d’un utilisateur; (« *download* »)

« téléchargement limité » Téléchargement utilisant une technologie qui rend le fichier inutilisable lorsqu’un certain événement se produit; (« *limited download* »)

« téléchargement permanent » Téléchargement autre qu’un téléchargement limité; (« *permanent download* »)

« transmission » Fichier destiné à être copié sur la mémoire locale ou l’appareil uniquement dans la mesure nécessaire pour en permettre l’écoute essentiellement au moment où il est livré; (« *stream* »)

« transmission sur demande » Transmission choisie par son destinataire; (« *on-demand stream* »)

« transmission sur demande gratuite » Exclut la transmission sur demande fournie à un abonné; (« *free on-demand stream* »)

« visiteur unique » Un utilisateur, à l’exception d’un abonné, qui reçoit au cours d’un mois une transmission sur demande gratuite d’un service. (« *unique visitor* »)

Application

3. Le présent tarif permet à un service qui se conforme au présent tarif, et à ses distributeurs autorisés :

a) de reproduire la totalité ou une partie d’une œuvre musicale du répertoire déjà incorporée dans une œuvre audiovisuelle afin de la transmettre dans un fichier à un utilisateur au Canada par quelque moyen que ce soit, notamment par Internet, câble, satellite ou transmission sans fil;

b) d’autoriser un tiers à reproduire l’œuvre musicale déjà incorporée dans une œuvre audiovisuelle dans le but de la livrer au service pour que ce dernier l’utilise aux fins prévues à l’alinéa a);

c) pour des téléchargements permanents et limités, d’autoriser un utilisateur au Canada à aussi reproduire l’œuvre musicale déjà incorporée dans une œuvre audiovisuelle pour son usage privé,

dans le cadre de l’exploitation du service.

Restrictions

4. (1) Le présent tarif autorise la reproduction d’une œuvre musicale uniquement pour l’associer aux mêmes images que celles qui accompagnent l’œuvre musicale dans l’œuvre audiovisuelle.

(2) Pour plus de certitude, le présent tarif ne s’applique pas aux activités couvertes par le *Tarif n° 5 de la SODRAC* ou par le *Tarif n° 6 de la SODRAC*.

(3) Le présent tarif n’autorise pas la production d’une œuvre audiovisuelle ou la synchronisation d’une œuvre musicale dans une œuvre audiovisuelle. Il autorise uniquement la transmission par quelque moyen que ce soit d’œuvres audiovisuelles existantes qui incorporent déjà l’œuvre musicale.

*Royalties**Permanent Downloads*

5. (1) Subject to paragraph (6)(a), the royalties payable in a month by a service that offers permanent downloads requiring a SODRAC licence shall be the greater of paragraphs (1)(a) and (b):

(a) 6.11 per cent of the amount paid by an end user for the download subject to a minimum of 6.79¢ per permanent download in a bundle that contains 12 or more files and 81.43¢ per permanent download in all other cases; and

(b) royalties calculated pursuant to the following table:

Amount of music requiring a SODRAC licence	Royalty per downloaded file
No more than 5 minutes	2.45¢
More than 5 and no more than 10 minutes	6.51¢
More than 10 and no more than 20 minutes	12.13¢
More than 20 and no more than 30 minutes	17.38¢
More than 30 and no more than 45 minutes	21.94¢
More than 45 and no more than 60 minutes	26.36¢

Limited Downloads

(2) The royalties payable in a month by a service that offers limited downloads requiring a SODRAC licence shall be the greater of paragraphs (2)(a) and (b):

(a) As the case may be,

(i) Subject to paragraph (6)(a), where the payment is per transaction, 6.11 per cent of the amount paid by an end user for limited downloads, subject to a minimum of 4.52¢ per limited download in a bundle that contains 12 or more files and 52.28¢ per limited download in all other cases.

(ii) Subject to paragraph (6)(b), where limited downloads are offered with a subscription, the royalties payable in a month by any service that offers limited downloads, with or without on-demand streams,

$$\frac{A \times B}{C}$$

where

(A) is 6.11 per cent of the gross revenue from the service for the month, excluding amounts paid by end users for permanent downloads,

(B) is the number of plays of files requiring a SODRAC licence during the month, and

(C) is the total number of plays of files during the month, subject to a minimum equal to the greater of

- 32.59¢ per subscriber; and
- 0.097¢ for each play of a file requiring a SODRAC licence.

Where a service does not report to SODRAC the number of plays of files as limited downloads, (B) will be deemed to equal either (a) the number of plays of the same audiovisual work as an on-demand stream during the month, or (b) if the audiovisual work has not been played as an on-demand stream during the month, the average number of plays of all audiovisual work as on-demand streams during the month.

*Redevances**Téléchargements permanents*

5. (1) Sous réserve de l'alinéa (6)a), les redevances payables chaque mois par un service qui offre des téléchargements permanents nécessitant une licence de la SODRAC sont le plus élevé entre les alinéas (1)a) ou b) :

a) 6,11 pour cent du montant payé par l'utilisateur pour le téléchargement permanent faisant partie d'un ensemble contenant 12 fichiers ou plus et de 81,43 ¢ pour tout autre téléchargement permanent;

b) les redevances établies selon la grille suivante :

Quantité de musique nécessitant une licence de la SODRAC	Redevance par fichier téléchargé
Pas plus de 5 minutes	2,45 ¢
Plus de 5 et pas plus de 10 minutes	6,51 ¢
Plus de 10 et pas plus de 20 minutes	12,13 ¢
Plus de 20 et pas plus de 30 minutes	17,38 ¢
Plus de 30 et pas plus de 45 minutes	21,94 ¢
Plus de 45 et pas plus de 60 minutes	26,36 ¢

Téléchargements limités

(2) Les redevances payables chaque mois par un service qui offre des téléchargements limités nécessitant une licence de la SODRAC sont le plus élevé entre les alinéas (2)a) ou b) :

a) Selon le cas :

(i) Sous réserve de l'alinéa (6)a), lorsque le paiement est par transaction, 6,11 pour cent du montant payé par l'utilisateur pour le téléchargement limité, sous réserve d'un minimum de 4,52 ¢ par téléchargement limité faisant partie d'un ensemble contenant 12 fichiers ou plus et de 52,28 ¢ pour tout autre téléchargement limité.

(ii) Sous réserve de l'alinéa (6)b), lorsque les téléchargements limités sont offerts dans un abonnement, les redevances payables chaque mois par un service livrant des téléchargements limités, avec ou sans transmissions sur demande, sont :

$$\frac{A \times B}{C}$$

étant entendu que

(A) représente 6,11 pour cent des revenus bruts du service durant le mois, à l'exclusion des montants payés par les utilisateurs pour des téléchargements permanents,

(B) représente le nombre d'écoutes de fichiers nécessitant une licence de la SODRAC durant le mois,

(C) représente le nombre total d'écoutes de fichiers durant le mois,

sous réserve d'un minimum du plus élevé entre

- 32,59 ¢ par abonné; et
- 0,097 ¢ pour chaque écoute d'un fichier nécessitant une licence de la SODRAC.

Lorsqu'un service ne fournit pas à la SODRAC le nombre d'écoutes de fichiers sous forme de téléchargement limité, (B) sera réputé correspondre soit a) au nombre d'écoutes de la même œuvre audiovisuelle sous forme de transmission sur demande durant le mois ou b) si l'œuvre audiovisuelle n'a pas été écoutée sous forme de transmission sur demande durant le mois, au nombre moyen d'écoutes de toutes les œuvres audiovisuelles sous forme de transmission sur demande durant le mois.

(b) Subject to paragraph (6)(a), royalties calculated pursuant to the following table:

Amount of music requiring a SODRAC licence	Royalty per play
No more than 5 minutes	1.84¢
More than 5 and no more than 10 minutes	4.90¢
More than 10 and no more than 20 minutes	9.19¢
More than 20 and no more than 30 minutes	13.07¢
More than 30 and no more than 45 minutes	16.50¢
More than 45 and no more than 60 minutes	19.82¢

On-Demand Streams

(3) The royalties payable in a month by a service that offers on-demand streams but does not offer limited downloads shall be the greater of paragraphs (3)(a) and (b):

(a) Subject to paragraph (6)(b),

$$\frac{A \times B}{C}$$

where

(A) is 1.49 per cent of the gross revenue from the service for the month, excluding amounts paid by end users for permanent downloads,

(B) is the number of plays of files requiring a SODRAC licence during the month, and

(C) is the number of plays of all files during the month,

subject to a minimum equal to the greater of

- 7.95¢ per subscriber; and
- 0.054¢ for each play of a file requiring a SODRAC licence.

(b) Subject to paragraph (6)(a), royalties calculated pursuant to the following table:

Amount of music requiring a SODRAC licence	Royalty per play
No more than 5 minutes	1.29¢
More than 5 and no more than 10 minutes	3.43¢
More than 10 and no more than 20 minutes	6.40¢
More than 20 and no more than 30 minutes	9.16¢
More than 30 and no more than 45 minutes	11.57¢
More than 45 and no more than 60 minutes	13.90¢

(c) For clarity, if the service permits an end user to copy files onto a local storage medium or device for later access, the service shall pay royalties pursuant to subparagraph (2)(a)(i) or paragraph (2)(b), not pursuant to this subsection.

Free On-Demand Streams

(4) Subject to paragraph (6)(a), the royalties payable for free on-demand streams shall be the lesser of 7.95¢ per unique visitor per month and 0.054¢ per free on-demand stream requiring a SODRAC licence received by that unique visitor in that month.

(5) Subject to paragraph (6)(a), where a service that is required to pay royalties under any of subsections (2) to (4) also offers permanent downloads, the service is required to pay royalties under subsection (1).

b) Sous réserve de l'alinéa (6)a), les redevances établies selon la grille suivante :

Quantité de musique nécessitant une licence de la SODRAC	Redevance par écoute
Pas plus de 5 minutes	1,84 ¢
Plus de 5 et pas plus de 10 minutes	4,90 ¢
Plus de 10 et pas plus de 20 minutes	9,19 ¢
Plus de 20 et pas plus de 30 minutes	13,07 ¢
Plus de 30 et pas plus de 45 minutes	16,50 ¢
Plus de 45 et pas plus de 60 minutes	19,82 ¢

Transmissions sur demande

(3) Les redevances payables chaque mois par un service qui offre des transmissions sur demande mais non des téléchargements limités sont le plus élevé entre les alinéas (3)a) ou b) :

a) Sous réserve de l'alinéa (6)b),

$$\frac{A \times B}{C}$$

étant entendu que

(A) représente 1,49 pour cent des revenus bruts du service durant le mois, à l'exclusion des montants payés par les utilisateurs pour les téléchargements permanents,

(B) représente le nombre d'écoutes de fichiers nécessitant une licence de la SODRAC durant le mois,

(C) représente le nombre total d'écoutes de tous les fichiers durant le mois,

sous réserve d'un minimum du plus élevé entre

- 7,95 ¢ par abonné; et
- 0,054 ¢ pour chaque écoute d'un fichier nécessitant une licence de la SODRAC.

b) Sous réserve de l'alinéa (6)a), les redevances établies selon la grille suivante :

Quantité de musique nécessitant une licence de la SODRAC	Redevance par écoute
Pas plus de 5 minutes	1,29 ¢
Plus de 5 et pas plus de 10 minutes	3,43 ¢
Plus de 10 et pas plus de 20 minutes	6,40 ¢
Plus de 20 et pas plus de 30 minutes	9,16 ¢
Plus de 30 et pas plus de 45 minutes	11,57 ¢
Plus de 45 et pas plus de 60 minutes	13,90 ¢

c) Aux fins de clarté, si le service permet à un utilisateur de copier des fichiers sur un appareil ou un support de mémoire locale en vue d'un accès ultérieur, le service est tenu de payer les redevances prévues au sous-alinéa (2)a)(i) ou à l'alinéa (2)b) et non au présent paragraphe.

Transmissions sur demande gratuites

(4) Sous réserve de l'alinéa (6)a), les redevances payables pour des transmissions sur demande gratuites sont le moindre de 7,95 ¢ par visiteur unique par mois et 0,054 ¢ par transmission sur demande gratuite nécessitant une licence de la SODRAC reçue par ce visiteur unique durant ce mois.

(5) Sous réserve de l'alinéa (6)a), lorsqu'un service qui doit payer des redevances en vertu des paragraphes (2) à (4) offre également des téléchargements permanents, le service est tenu de payer les redevances prévues au paragraphe (1).

Adjustments

(6) Where SODRAC does not hold all the rights in a musical work,

(a) for the purposes of subsection (1), subparagraph (2)(a)(i), paragraphs (2)(b) and (3)(b) and subsection (4), the applicable royalty shall be the relevant rate multiplied by SODRAC's share in the musical work; and

(b) for the purposes of subparagraph (2)(a)(ii) and paragraph (3)(a), only the share that SODRAC holds shall be included in (B).

(7) For the purpose of calculating the minimum payable pursuant to subparagraph (2)(a)(ii) and paragraph (3)(a), the number of subscribers shall be determined as at the end of the month in respect of which the royalties are payable.

(8) All royalties payable under this tariff are exclusive of any bank fees and any federal, provincial or other governmental taxes or levies of any kind.

ADMINISTRATIVE PROVISIONS

Reporting Requirements

6. No later than the earlier of 20 days after the end of the first month during which a service reproduces a file requiring a SODRAC licence and the day before the service first makes such a file available to the public, the service shall provide to SODRAC the following information:

- (a) the name of the person who operates the service, including
 - (i) the name of a corporation and a mention of its jurisdiction of incorporation,
 - (ii) the name of the proprietor of an individual proprietorship,
 - (iii) the name of each partner of a partnership, or
 - (iv) the names of the principal officers of any other service,
 together with any other trade name under which the service carries on business;
- (b) the address of its principal place of business;
- (c) the name, address and email of the persons to be contacted for the purposes of notice, for the exchange of data and for the purposes of invoicing and payment;
- (d) the name and address of any authorized distributor; and
- (e) the Uniform Resource Locator (URL) of each website at or through which the service is or will be offered.

Sales Reports

7. (1) In this section, "required information" means, in respect of a file,

- (a) the title of the audiovisual works in the languages in which the service offers them, and if applicable, the title in the original language;
- (b) the cue sheet;
- (c) its identifier (Universal Product Code, product number, ISBN); and
- (d) the reference number attributed by the service to each file.

Permanent and Transactional Limited Downloads

(2) No later than 20 days after the end of each semester, any service that is required to pay royalties pursuant to subsection 5(1),

Ajustements

(6) Si la SODRAC ne détient pas tous les droits sur une œuvre musicale :

a) aux fins du paragraphe (1), du sous-alinéa (2)a)(i), des alinéas (2)b) et (3)b) et du paragraphe (4), le taux applicable est le taux pertinent multiplié par la part que la SODRAC détient dans l'œuvre musicale;

b) aux fins du sous-alinéa (2)a)(ii) et de l'alinéa (3)a), seule la part en pourcentage que détient la SODRAC doit être incluse dans (B).

(7) Dans le calcul du minimum payable selon le sous-alinéa (2)a)(ii) et l'alinéa (3)a), le nombre d'abonnés est établi à la fin du mois à l'égard duquel la redevance est payable.

(8) Les redevances exigibles en vertu du présent tarif ne comprennent pas les frais bancaires, les taxes fédérales, provinciales ou autres, ni les autres prélèvements qui pourraient s'appliquer.

DISPOSITIONS ADMINISTRATIVES

Exigences de rapport

6. Au plus tard 20 jours après la fin du premier mois durant lequel un service reproduit un fichier nécessitant une licence de la SODRAC ou le jour avant celui où le service rend disponible un tel fichier au public pour la première fois, le service fournit à la SODRAC les renseignements suivants :

- a) le nom de la personne qui exploite le service, y compris :
 - (i) sa raison sociale et la juridiction où il est constitué,
 - (ii) le nom du propriétaire, dans le cas d'une société à propriétaire unique,
 - (iii) les noms de tous les partenaires ou associés d'une association ou société à propriétés multiples,
 - (iv) les noms des principaux dirigeants ou administrateurs de tout autre service,
 et ce, avec toute autre dénomination sous laquelle le service exploite une entreprise ou exerce des activités commerciales;
- b) l'adresse de sa principale place d'affaires;
- c) le nom, l'adresse et l'adresse courriel des personnes avec lesquelles il faut communiquer aux fins d'avis, d'échange de données, de facturation et de paiement;
- d) le nom et l'adresse de chacun de ses distributeurs autorisés;
- e) le cas échéant, l'adresse URL de chaque site Internet sur lequel ou à partir duquel la distribution est ou sera offerte.

Rapports de ventes

7. (1) Dans le présent article, l'« information requise », par rapport à un fichier, s'entend de ce qui suit :

- a) le titre de l'œuvre audiovisuelle dans les langues offertes par le service, et en langue originale, s'il y a lieu;
- b) le rapport de contenu musical;
- c) son identificateur (code universel des produits, numéro de produit ou ISBN);
- d) le numéro de référence que le service attribue à chaque fichier.

Téléchargements permanents et limités transactionnels

(2) Au plus tard 20 jours après la fin de chaque semestre, un service qui doit payer des redevances en vertu du paragraphe 5(1),

subparagraph 5(2)(a)(i) or paragraph 5(2)(b) shall provide to SODRAC a report setting out, for that semester, allocated by month,

(a) in relation to each file that was delivered as a permanent or transactional limited download:

(i) the required information,

(ii) the number of times the file was downloaded as part of a bundle, the identifier of each such bundle, the number of files included in each such bundle, the amount paid by end users for each such bundle, the share of that amount assigned by the service to the file, and a description of the manner in which that share was assigned, and

(iii) separately, the number of permanent downloads and transactional limited downloads for each file, the amounts paid by end users for the file, including, if the file is offered as a permanent download or transactional limited download at different prices from time to time, the number of permanent downloads and transactional limited downloads delivered at each different price.

Subscription-based Limited Downloads and On-Demand Streams

(3) No later than 20 days after the end of each semester, any service that is required to pay royalties pursuant to subparagraph 5(2)(a)(ii), paragraph 5(2)(b) and subsection 5(3) shall provide to SODRAC a report setting out, for that semester, allocated by month,

(a) in relation to each file that was delivered as limited downloads or as on-demand streams to an end user, the required information;

(b) the total number of plays of each file as limited downloads, and separately as on-demand streams;

(c) the number of subscribers to the service during the semester and the total amounts paid by them during that semester;

(d) the number of plays by non-subscribers and the total amounts paid by them during that semester;

(e) the gross revenue from the service for the semester;

(f) if the service or any authorized distributor has engaged in any promotional programs during the month pursuant to which limited downloads and on-demand streams have been provided to end users free of charge, details of those programs; and

(g) the number of subscribers provided with free subscriptions, the total number of limited downloads and on-demand streams provided to such subscribers, and the total number of plays of all files by such subscribers as limited downloads and, separately, as on-demand streams.

Free On-Demand Streams

(4) No later than 20 days after the end of each semester, a service that is required to pay royalties pursuant to subsection 5(4) shall provide to SODRAC a report setting out, for that month,

(a) in relation to each file that was delivered as a free on-demand stream, the required information;

(b) the total number of plays of all files as free on-demand streams;

(c) the number of unique visitors;

(d) a description of the manner in which each unique visitor is identified; and

(e) the number of free on-demand streams provided to each unique visitor.

(5) A service that is required to pay royalties pursuant to more than one subsection of section 5 shall file a separate report pursuant to each subsection of this section.

du sous-alinéa 5(2)(a)(i) ou de l'alinéa 5(2)(b) fournit à la SODRAC un rapport indiquant, pour ce semestre, ventilé par mois :

a) à l'égard de chaque fichier transmis comme téléchargement permanent ou limité transactionnel :

(i) l'information requise,

(ii) le nombre de téléchargements de chaque fichier faisant partie d'un ensemble, l'identificateur de chacun de ces ensembles, le nombre de fichiers contenus dans chacun de ces ensembles, le montant payé par les utilisateurs pour chacun de ces ensembles, la part du montant affecté par le service à chacun des fichiers et une description de la façon dont cette part est établie,

(iii) séparément, le nombre de téléchargements permanents et limités transactionnels de chaque fichier, le montant payé par les utilisateurs pour le fichier, et si le prix du fichier offert à titre de téléchargement permanent ou limité transactionnel varie de temps à autre, le nombre de téléchargements permanents ou limités transactionnels livrés à chacun de ces prix.

Téléchargements limités par abonnement et transmissions sur demande

(3) Au plus tard 20 jours après la fin de chaque semestre, un service qui doit payer des redevances en vertu du sous-alinéa 5(2)(a)(ii), de l'alinéa 5(2)(b) ou du paragraphe 5(3) fournit à la SODRAC un rapport indiquant, pour ce semestre et ventilé par mois :

a) à l'égard de chaque fichier livré à un utilisateur comme téléchargement limité ou comme transmission sur demande, l'information requise;

b) le nombre total d'écoutes de chaque fichier par téléchargement limité et, séparément, par transmission sur demande;

c) le nombre d'abonnés au service durant le semestre et le montant total qu'ils ont versé pour ce semestre;

d) le nombre d'écoutes par les non-abonnés et le montant total qu'ils ont versé pour ce semestre;

e) les revenus bruts provenant du service pour le semestre;

f) si le service ou l'un de ses distributeurs autorisés a livré gratuitement pendant ce semestre, à titre promotionnel, des téléchargements limités ou des transmissions sur demande à des utilisateurs, des précisions sur cette offre promotionnelle;

g) le nombre d'abonnés qui ont profité d'un abonnement gratuit, le nombre total de téléchargements limités et de transmissions sur demande transmis à ces abonnés et le nombre total d'écoutes de tous les fichiers par ces abonnés par téléchargements limités et, séparément, par transmission sur demande.

Transmissions sur demande gratuites

(4) Au plus tard 20 jours après la fin de chaque semestre, un service qui doit payer des redevances en vertu du paragraphe 5(4) fournit à la SODRAC un rapport indiquant, pour ce semestre, ventilé par mois :

a) à l'égard de chaque fichier transmis à un utilisateur au moyen d'une transmission sur demande gratuite, l'information requise;

b) le nombre total d'écoutes de chaque fichier par transmission sur demande gratuite;

c) le nombre de visiteurs uniques;

d) une description de la façon dont chaque visiteur unique est identifié;

e) le nombre de transmissions sur demande gratuites fournies à chaque visiteur unique.

(5) Un service qui est tenu de payer des redevances en vertu de plus d'un paragraphe de l'article 5 doit fournir un rapport séparé en vertu de chaque paragraphe de cet article.

(6) Whenever a service is required to report its gross revenue for a month, it shall include, separately — and in addition to any other information specifically required by the relevant subsection — the amount of revenue received from subscribers, the amount received from non-subscribers, the amount received from advertisers, the amount attributable to sponsorships, and the amounts received from each additional revenue source.

(7) Using the information received pursuant to subsections (1) to (4) and any other information at its disposal, SODRAC shall make reasonable efforts to determine the information required to calculate and distribute the royalties payable pursuant to section 5.

(8) A service that does not supply a musical cue sheet pursuant to paragraph (1)(b) shall collaborate with SODRAC if SODRAC attempts to secure the cue sheet from anyone, including the producer of the audiovisual work. If SODRAC does not receive the cue sheet despite such collaboration, the service shall provide to SODRAC, if available,

- (a) the title or titles under which the audiovisual work is offered by the service;
- (b) the original title;
- (c) if the audiovisual work is part of a series, the number or title of the episode;
- (d) the ISAN code;
- (e) the name of the producer or, if not known, the name of the person from whom the service secured the distribution rights;
- (f) the title of each musical work embedded into the audiovisual work;
- (g) the name of the author and composer of each musical work; and
- (h) the duration of each musical work.

(9) A service shall provide the information set out in subsection (1) or (8) with respect to each otherwise identical audiovisual work if the musical content in each such work is different.

(10) If the information supplied pursuant to subsections (1), (8) or (9) does not allow SODRAC to reasonably proceed to the distribution of royalties, SODRAC, after first conducting its own reasonable search, may further inquire with the service, which will make reasonable efforts to supply any further, relevant information to assist SODRAC in its royalty distribution, including

- (a) any alternate title, whether in the original language or not;
- (b) the country, year and type of production;
- (c) the theatrical or other release date; and
- (d) the name of the director.

8. (1) As soon as possible after receiving the information set out in section 7, SODRAC shall notify the service of those audiovisual works for which a SODRAC licence is required. With respect to such works, SODRAC shall also provide to the service a report setting out

- (a) each musical work embedded in the audiovisual work;
- (b) the duration of each musical work;
- (c) for each musical work requiring a SODRAC licence, an indication to that effect;
- (d) if SODRAC administers only part of the rights in a musical work, the fraction of rights SODRAC administers; and
- (e) the amount of royalties payable to SODRAC for each file of the audiovisual work transmitted to end users.

(6) Lorsqu'un service est tenu de fournir un rapport sur ses revenus bruts mensuels, ce rapport doit contenir, outre les renseignements spécifiquement mentionnés au paragraphe pertinent, de façon distincte, les montants reçus des abonnés, les montants reçus des non-abonnés, les montants reçus pour la publicité, les montants provenant de commandites et les montants provenant de toute autre source.

(7) À partir des renseignements fournis en vertu des paragraphes (1) à (4) et de ce dont elle dispose par ailleurs, la SODRAC s'efforce raisonnablement d'établir les renseignements dont elle a besoin pour calculer et répartir les redevances payables en vertu de l'article 5.

(8) Le service qui ne fournit pas le rapport de contenu musical visé à l'alinéa (1)b) collabore avec la SODRAC si cette dernière cherche à obtenir un tel rapport d'un tiers, y compris le producteur de l'œuvre audiovisuelle. Si, malgré une telle collaboration, la SODRAC ne reçoit pas un tel rapport, le service fournit à la SODRAC, si l'information est disponible :

- a) chacun des titres en vertu desquels le service offre l'œuvre audiovisuelle;
- b) son titre original;
- c) si l'œuvre audiovisuelle fait partie d'une série, le titre ou numéro de l'épisode;
- d) le numéro ISAN;
- e) le nom du producteur ou, si ce nom est inconnu, celui de la personne auprès de laquelle le service a acquis les droits de distribution;
- f) le titre de chaque œuvre musicale incorporée à l'œuvre audiovisuelle;
- g) le nom de l'auteur et du compositeur de chaque œuvre musicale;
- h) la durée de chaque œuvre musicale.

(9) Le service fournit les renseignements visés aux paragraphes (1) ou (8) à l'égard de chaque œuvre audiovisuelle par ailleurs identique à une autre si leur contenu musical diffère.

(10) Si les renseignements que la SODRAC reçoit en vertu des paragraphes (1), (8) ou (9) ne lui permettent pas de procéder à une répartition raisonnable des redevances, cette dernière peut, après avoir elle-même mené des recherches raisonnables, demander au service de faire des efforts raisonnables pour lui fournir un supplément d'information pertinente pour l'aider dans la répartition des redevances, y compris :

- a) un titre alternatif, que ce soit ou non en langue originale;
- b) le pays, l'année et le type de production;
- c) la date de première diffusion en salle ou ailleurs;
- d) le nom du réalisateur.

8. (1) Dès que possible après avoir reçu les renseignements énumérés à l'article 7, la SODRAC avise le service du titre des œuvres audiovisuelles qui comprennent une œuvre nécessitant une licence de la SODRAC, accompagné d'un rapport indiquant, pour chacune de ces œuvres audiovisuelles :

- a) chacune des œuvres musicales incorporées dans l'œuvre audiovisuelle;
- b) la durée de chaque œuvre musicale;
- c) à l'égard de chacune des œuvres musicales nécessitant une licence de la SODRAC, une indication à cet effet;
- d) si la SODRAC administre seulement une partie des droits sur une œuvre musicale, une indication de la fraction qu'elle administre;
- e) le montant de redevances payable à la SODRAC pour chaque fichier transmis de l'œuvre audiovisuelle aux utilisateurs.

(2) At least once each semester, SODRAC shall provide a new report with respect to audiovisual works for which the information set out in paragraphs (1)(c) or (d) has changed.

9. Royalties payable pursuant to section 5 are due no later than six months after the semester. If SODRAC does not provide the report under section 8 prior to the date where the payment is due, the payment of royalties for that semester is deferred to the next semester.

Repertoire Disputes

10. (1) A service that disputes the indication in a report received pursuant to section 8 that a file contains a musical work requiring a SODRAC licence shall provide to SODRAC the information on which the service relies to conclude that the licence is not required, unless the information was provided earlier.

(2) A service that disputes the indication more than 20 days after receiving a report pursuant to section 8 is not entitled to interest on the amounts owed to it.

Records and Audits

11. (1) A service and SODRAC shall keep and preserve, for a period of four years after the end of the semester to which they relate, records from which the information set out in sections 7 and 8 can be ascertained.

(2) SODRAC may audit these records at any time during the period set out in subsection (1) on notice of 10 business days and during normal business hours.

(3) SODRAC shall, upon receipt, supply to the distributor a copy of the audit report.

(4) If an audit discloses that royalties have been understated in any semester by more than 10 per cent, the distributor shall pay the reasonable costs of the audit within 30 days of the demand for such payment.

Confidentiality

12. (1) Subject to subsections (2) and (3), SODRAC shall treat in confidence information received pursuant to this tariff, unless the disclosing party consents in writing to the information being treated otherwise.

(2) Information referred to in subsection (1) may be shared

(a) in connection with the collection of royalties or the enforcement of a tariff, with SOCAN;

(b) with the Copyright Board;

(c) in connection with proceedings before the Board, once the service has had a reasonable opportunity to request a confidentiality order;

(d) to the extent required to effect the distribution of royalties, with other collective societies or royalty claimants;

(e) with any person who knows or is presumed to know the information; and

(f) if ordered by law.

(3) Subsection (1) does not apply to information that is publicly available, or to information obtained from someone other than the service or its authorized distributors and who is not under an apparent duty of confidentiality to the service.

Adjustments

13. Adjustments in the amount of royalties owed (including excess payments), as a result of the discovery of an error or otherwise, shall be made on the date the next royalty payment is due.

(2) Au moins une fois par semestre, la SODRAC fournit un nouveau rapport à l'égard des œuvres audiovisuelles à l'égard desquelles les renseignements visés aux alinéas (1)c) ou d) ont changé.

9. Les redevances exigibles en vertu de l'article 5 sont versées au plus tard six mois après la fin du semestre visé. Dans l'éventualité où la SODRAC n'a pas fourni le rapport en vertu de l'article 8 avant la date de paiement prescrite, le paiement des redevances exigibles est reporté au semestre suivant.

Contestation du répertoire

10. (1) Le service qui conteste l'indication dans un rapport reçu en vertu de l'article 8 selon lequel une œuvre musicale nécessite une licence de la SODRAC fournit à cette dernière les renseignements sur lesquels le service se fonde pour soutenir qu'une telle licence est superflue, à moins que ces renseignements aient été fournis auparavant.

(2) Le service qui conteste l'indication plus de 20 jours après avoir reçu un rapport en vertu de l'article 8 n'a pas droit aux intérêts sur les montants qui lui sont dus.

Registres et vérifications

11. (1) Le service et la SODRAC tiennent et conservent, durant quatre années après la fin du semestre auquel ils se rapportent, les registres permettant de déterminer les renseignements prévus aux articles 7 et 8.

(2) La SODRAC peut vérifier ces registres à tout moment durant la période visée au paragraphe (1) durant les heures régulières de bureau et moyennant un préavis de 10 jours ouvrables.

(3) Dès qu'elle reçoit un rapport de vérification, la SODRAC en fait parvenir une copie au service.

(4) Si la vérification révèle que les redevances ont été sous-estimées de plus de 10 pour cent pour un semestre quelconque, le service en acquitte les coûts raisonnables dans les 30 jours suivant la date à laquelle on lui en fait la demande.

Traitement confidentiel

12. (1) Sous réserve des paragraphes (2) et (3), la SODRAC garde confidentiels les renseignements qu'un service lui transmet en application du présent tarif, à moins que le service ne consente par écrit à ce qu'il en soit autrement.

(2) La SODRAC peut communiquer les renseignements visés au paragraphe (1) :

a) à la SOCAN, pour la perception des redevances ou l'exécution d'un tarif;

b) à la Commission du droit d'auteur;

c) dans le cadre d'une affaire portée devant la Commission du droit d'auteur, après que le service aura raisonnablement eu l'occasion de demander une ordonnance de confidentialité;

d) à une autre société de gestion ou à une personne qui demande le versement de redevances, dans la mesure où cela est nécessaire pour effectuer la répartition;

e) à une personne qui connaît ou est présumée connaître le renseignement;

f) si la loi l'y oblige.

(3) Le paragraphe (1) ne s'applique pas aux renseignements disponibles au public ou obtenus d'une personne autre qu'un service ou ses distributeurs autorisés non tenue elle-même de garder confidentiels ces renseignements.

Ajustements

13. L'ajustement dans le montant des redevances exigibles (y compris le trop-perçu), qu'il résulte ou non de la découverte d'une erreur, s'effectue à la date à laquelle le prochain versement est payable.

Interests on Late Payments

14. (1) Subject to subsection (4), any amount not received by the due date shall bear interest from that date until the date the amount is received.

(2) Any overpayment resulting from an error or omission on the part of SODRAC shall bear interest from the date of the overpayment until the overpayment is refunded.

(3) For the purposes of this section, a report provided pursuant to section 8 following the late reception of a report provided pursuant to section 7 is deemed to have been received within the time set out in section 8 as long as SODRAC provides the report no more than 20 days after receiving the late report.

(4) Any amount owing by a service as a result of an error or omission on the part of SODRAC shall not bear interest until 30 days after SODRAC has corrected the error or omission.

(5) Interest shall be calculated daily, at a rate equal to one per cent above the Bank Rate effective on the last day of the previous month (as published by the Bank of Canada). Interest shall not compound.

Delivery of Notices and Payments

15. (1) Anything that a service sends to SODRAC pursuant to sections 6 and 7 shall be sent by email to audiovisual@sodrac.ca. Anything else that a distributor sends to SODRAC shall be sent to 1470 Peel Street, Tower B, Suite 1010, Montréal, Quebec H3A 1T1, Attn. Director, Licensing and Legal Services, email: licences@sodrac.ca, fax number: 514-845-3401, or to any other address of which the service has been notified in writing.

(2) Anything that SODRAC sends to a service shall be sent to the last address, fax number or email address of which SODRAC has been notified in writing.

16. (1) Subject to subsection (2), a notice may be delivered by hand, by postage-paid mail, by fax, by email or by File Transfer Protocol (FTP).

(2) To the extent possible, information that a service provides pursuant to section 7 shall be delivered electronically, in Excel format or in any other format agreed upon by SODRAC and the service. Each type of information shall be provided in a separate field.

(3) A notice or payment mailed in Canada shall be presumed to have been received four business days after the day it was mailed.

(4) A notice sent by fax, by email or by FTP shall be presumed to have been received the day it is transmitted.

Termination

17. (1) SODRAC may, after providing a 30-day notice in writing, terminate the licence of a service that does not comply with this tariff.

(2) Upon termination of the licence, a service shall immediately withdraw from the market all files that contain a musical work of the repertoire.

Term

18. This tariff comes into force on January 1, 2015, and ends on December 31, 2015.

Intérêts sur paiements tardifs

14. (1) Sous réserve du paragraphe (4), tout montant non payé à son échéance porte intérêt à compter de la date à laquelle il aurait dû être acquitté jusqu'à la date où il est reçu.

(2) Le trop-perçu découlant d'une erreur ou d'une omission de la part de la SODRAC porte intérêt à compter de la date du paiement excédentaire jusqu'à la date où l'excédent est remboursé.

(3) Aux fins du présent article, un rapport fourni en vertu de l'article 8 suivant la réception tardive d'un rapport fourni en vertu de l'article 7 est réputé avoir été reçu dans le délai prévu à l'article 8, pour autant que la SODRAC fournisse ce rapport dans un délai de 20 jours après avoir reçu le rapport tardif.

(4) Le montant non payé découlant d'une erreur ou d'une omission de la part de la SODRAC ne porte pas intérêt avant 30 jours après que cette dernière aura corrigé l'erreur ou l'omission.

(5) L'intérêt est calculé quotidiennement, à un taux de un pour cent au-dessus du taux officiel d'escompte en vigueur le dernier jour du mois précédent (tel qu'il est publié par la Banque du Canada). L'intérêt n'est pas composé.

Transmission des avis et des paiements

15. (1) Les renseignements qu'un service fournit à la SODRAC conformément aux articles 6 et 7 sont transmis à l'adresse électronique suivante : audiovisuel@sodrac.ca. Toute autre communication adressée à la SODRAC est expédiée au 1470, rue Peel, Tour B, Bureau 1010, Montréal (Québec) H3A 1T1, à l'attention du directeur, Licences et affaires juridiques, courriel : licences@sodrac.ca, numéro de télécopieur : 514-845-3401, ou à toute autre adresse dont le service a été avisé par écrit.

(2) Toute communication de la SODRAC à un service est expédiée à la dernière adresse ou au dernier numéro de télécopieur ou courriel dont la SODRAC a été avisée par écrit.

16. (1) Sous réserve du paragraphe (2), un avis peut être remis en main propre, par courrier affranchi, par télécopieur, par courriel ou par protocole de transfert de fichier (FTP).

(2) Dans la mesure du possible, les renseignements qu'un service fournit conformément à l'article 7 sont transmis électroniquement, en format Excel ou dans tout autre format dont conviennent la SODRAC et le service. Chaque élément d'information fait l'objet d'un champ distinct.

(3) L'avis ou le paiement posté au Canada est présumé avoir été reçu quatre jours ouvrables après la date de mise à la poste.

(4) L'avis envoyé par télécopieur, par courriel ou par FTP est présumé avoir été reçu le jour où il est transmis.

Résiliation

17. (1) La SODRAC peut, sur préavis écrit de 30 jours, résilier la licence du service qui ne se conforme pas au présent tarif.

(2) Le service dont la licence est résiliée retire immédiatement du marché les fichiers contenant une œuvre musicale du répertoire.

Durée

18. Le présent tarif entre en vigueur le 1^{er} janvier 2015 et se termine le 31 décembre 2015.