

Canada Gazette

Part I



Gazette du Canada

Partie I

OTTAWA, SATURDAY, JANUARY 19, 2019

OTTAWA, LE SAMEDI 19 JANVIER 2019

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 9, 2019, and at least every second Wednesday thereafter
- Part III Public Acts of Parliament and their enactment proclamations — Published as soon as is reasonably practicable after royal assent

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

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

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

For information regarding reproduction rights, please contact Public Services and Procurement Canada by email at TPSGC.QuestionsLO-OLQueries.PWGSC@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 9 janvier 2019 et au moins tous les deux mercredis par la suite
- Partie III Lois d'intérêt public du Parlement et les proclamations énonçant leur entrée en vigueur — Publiée aussitôt que possible après la sanction royale

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

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

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

Pour obtenir des renseignements sur les droits de reproduction, veuillez communiquer avec Services publics et Approvisionnement Canada par courriel à l'adresse TPSGC.QuestionsLO-OLQueries.PWGSC@tpsgc-pwgsc.gc.ca.

TABLE OF CONTENTS

Government notices	90
Appointment opportunities	171
Parliament	
House of Commons	176
Office of the Chief Electoral Officer	176
Commissions	197
(agencies, boards and commissions)	
Miscellaneous notices	202
(banks; mortgage, loan, investment, insurance and railway companies; other private sector agents)	
Index	203

TABLE DES MATIÈRES

Avis du gouvernement	90
Possibilités de nominations	171
Parlement	
Chambre des communes	176
Bureau du directeur général des élections ...	176
Commissions	197
(organismes, conseils et commissions)	
Avis divers	202
(banques; sociétés de prêts, de fiducie et d'investissements; compagnies d'assurances et de chemins de fer; autres agents du secteur privé)	
Index	204

GOVERNMENT NOTICES

DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

Notice with respect to reporting of greenhouse gases (GHGs) for 2018

Notice is hereby given, pursuant to subsection 46(1) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (the Act), that, with respect to emissions of GHGs identified in Schedule 1 to this notice and for the purpose of conducting research, creating an inventory of data, formulating objectives and codes of practice, issuing guidelines or assessing or reporting on the state of the environment, any person who operates a facility described in Schedule 3 to this notice during the 2018 calendar year, and who possesses or who may reasonably be expected to have access to information described in Schedules 4 through 18 to this notice, shall provide the Minister of the Environment with this information no later than June 1, 2019.

Persons subject to this notice shall address responses or enquiries to the following address:

Greenhouse Gas Reporting Program
Pollutant Inventories and Reporting Division
Environment and Climate Change Canada
Place Vincent Massey, 7th Floor
351 Saint-Joseph Boulevard
Gatineau, Quebec
K1A 0H3
Telephone: 819-938-3258 or 1-877-877-8375
Email: ec.ges-ghg.ec@canada.ca

This notice applies to the calendar year 2018. Pursuant to subsection 46(8) of the Act, persons subject to this notice shall keep copies of the information required under this notice, together with any calculations, measurements and other data on which the information is based, at the facility to which the calculations, measurements and other data relate, or at the facility's parent company, located in Canada, for a period of three years from the date the information is required to be submitted. Where the person chooses to keep the information required under the notice, together with any calculations, measurements and other data, at the facility's parent company in Canada, that person shall inform the Minister of the civic address of that parent company.

If a person who operates a facility with respect to which information was submitted in response to the *Notice with respect to reporting of greenhouse gases (GHGs) for 2017* determines that the facility does not meet the criteria set out in Schedule 3 of this notice, the person shall notify the

AVIS DU GOUVERNEMENT

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT

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

Avis concernant la déclaration des gaz à effet de serre (GES) pour 2018

Avis est par les présentes donné, conformément au paragraphe 46(1) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [ci-après appelée la Loi], en ce qui a trait aux émissions de GES mentionnées à l'annexe 1 du présent avis et afin d'effectuer des recherches, de réaliser un inventaire des données, d'établir des objectifs et des codes de pratiques, de publier des directives, d'évaluer l'état de l'environnement ou de faire rapport sur cet état, que toute personne possédant ou exploitant une installation décrite à l'annexe 3 du présent avis durant l'année civile 2018 et détenant, ou pouvant normalement y avoir accès, l'information décrite aux annexes 4 à 18 du présent avis, doit communiquer cette information à la ministre de l'Environnement au plus tard le 1^{er} juin 2019.

Les personnes visées par cet avis doivent faire parvenir leurs communications à l'adresse suivante :

Programme de déclaration des gaz à effet de serre
Division des inventaires et rapports sur les polluants
Environnement et Changement climatique Canada
Place Vincent Massey, 7^e étage
351, boulevard Saint-Joseph
Gatineau (Québec)
K1A 0H3
Téléphone : 819-938-3258 ou 1-877-877-8375
Courriel : ec.ges-ghg.ec@canada.ca

Le présent avis s'applique à l'année civile 2018. Conformément au paragraphe 46(8) de la Loi, toute personne visée par cet avis doit conserver une copie de l'information exigée, de même que les calculs, les mesures et les autres données sur lesquels sont fondés les renseignements, à l'installation à laquelle ces calculs, mesures et autres données se rapportent ou à la société mère de l'installation située au Canada, pour une période de trois ans à partir de la date à laquelle l'information doit être communiquée. Dans le cas où une personne choisit de conserver les renseignements exigés par le présent avis, ainsi que les calculs, les mesures et les autres données, à la société mère de l'installation située au Canada, cette personne doit informer la ministre de l'adresse municipale de cette société mère.

Si une personne qui exploite une installation faisant l'objet d'une déclaration en réponse à l'*Avis concernant la déclaration des gaz à effet de serre (GES) pour 2017* juge que l'installation ne répond pas aux critères énoncés à l'annexe 3 du présent avis, elle devra informer la ministre

Minister of the Environment that the facility does not meet those criteria no later than June 1, 2019.

The Minister of the Environment intends to publish information on greenhouse gas emission totals by gas per facility submitted in response to this notice. Pursuant to section 51 of the Act, any person who provides information in response to this notice may submit, with their information and no later than the deadline for submission, a written request that the information be treated as confidential based on the reasons set out in section 52 of the Act. The person requesting confidential treatment of the information shall indicate which of the reasons stipulated in section 52 of the Act applies to their request. Nevertheless, the Minister may decide to disclose the information submitted in response to this notice, in accordance with subsection 53(3) of the Act. Every person to whom this notice is directed shall comply with the notice. A person who fails to comply with the requirements of the notice will be liable under the applicable offence provisions of the Act.

Jacqueline Gonçalves

Director General
Science and Risk Assessment Directorate
On behalf of the Minister of the Environment

SCHEDULE 1

Greenhouse Gases

Table 1: Greenhouse gases subject to mandatory reporting

	Greenhouse Gas	Formula	CAS Registry Number ¹	100-year Global Warming Potential (GWP) ²
1.	Carbon dioxide	CO ₂	124-38-9	1
2.	Methane	CH ₄	74-82-8	25
3.	Nitrous oxide	N ₂ O	10024-97-2	298
4.	Sulphur hexafluoride	SF ₆	2551-62-4	22 800
<i>Hydrofluorocarbons (HFCs)</i>				
5.	HFC-23	CHF ₃	75-46-7	14 800
6.	HFC-32	CH ₂ F ₂	75-10-5	675
7.	HFC-41	CH ₃ F	593-53-3	92
8.	HFC-43-10mee	C ₅ H ₂ F ₁₀	138495-42-8	1 640
9.	HFC-125	C ₂ HF ₅	354-33-6	3 500
10.	HFC-134	C ₂ H ₂ F ₄ (Structure: CHF ₂ CHF ₂)	359-35-3	1 100
11.	HFC-134a	C ₂ H ₂ F ₄ (Structure: CH ₂ FCF ₃)	811-97-2	1 430
12.	HFC-143	C ₂ H ₃ F ₃ (Structure: CHF ₂ CH ₂ F)	430-66-0	353
13.	HFC-143a	C ₂ H ₃ F ₃ (Structure: CF ₃ CH ₃)	420-46-2	4 470
14.	HFC-152a	C ₂ H ₄ F ₂ (Structure: CH ₃ CHF ₂)	75-37-6	124
15.	HFC-227ea	C ₃ HF ₇	431-89-0	3 220
16.	HFC-236fa	C ₃ H ₂ F ₆	690-39-1	9 810
17.	HFC-245ca	C ₃ H ₃ F ₅	679-86-7	693

de l'Environnement que ladite installation ne répond pas à ces critères au plus tard le 1^{er} juin 2019.

La ministre de l'Environnement prévoit publier l'information concernant les émissions totales de gaz à effet de serre par gaz et par installation qui seront déclarées en réponse au présent avis. En vertu de l'article 51 de la Loi, toute personne qui fournit de l'information en réponse au présent avis peut présenter, avec ses renseignements et en respectant la date limite de dépôt, une demande écrite de traitement confidentiel de ces données pour les motifs énoncés à l'article 52 de la Loi. Les personnes qui demandent un traitement confidentiel de leurs renseignements doivent indiquer sur quels motifs de l'article 52 de la Loi se fonde leur demande. Toutefois, la ministre pourrait, conformément au paragraphe 53(3) de la Loi, décider de divulguer les renseignements communiqués en réponse au présent avis. Toute personne visée par le présent avis doit s'y conformer. Quiconque ne se conforme pas aux exigences du présent avis sera considéré comme contrevenant aux dispositions de la Loi relatives aux infractions.

La directrice générale
Direction des sciences et de l'évaluation des risques
Jacqueline Gonçalves
Au nom de la ministre de l'Environnement

ANNEXE 1

Gaz à effet de serre

	Greenhouse Gas	Formula	CAS Registry Number¹	100-year Global Warming Potential (GWP)²
<i>Perfluorocarbons (PFCs)</i>				
18.	Perfluoromethane	CF ₄	75-73-0	7 390
19.	Perfluoroethane	C ₂ F ₆	76-16-4	12 200
20.	Perfluoropropane	C ₃ F ₈	76-19-7	8 830
21.	Perfluorobutane	C ₄ F ₁₀	355-25-9	8 860
22.	Perfluorocyclobutane	c-C ₄ F ₈	115-25-3	10 300
23.	Perfluoropentane	C ₅ F ₁₂	678-26-2	9 160
24.	Perfluorohexane	C ₆ F ₁₄	355-42-0	9 300

¹ The Chemical Abstracts Service (CAS) Registry Number is the property of the American Chemical Society, and any use or redistribution, except as required in supporting regulatory requirements and/or for reports to the Government of Canada when the information and the reports are required by law or administrative policy, is not permitted without the prior, written permission of the American Chemical Society.

² United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), 2014. FCCC/CP/2013/10/Add.3. Decision 24/CP.19. Revision of the UNFCCC Reporting on annual inventories for Parties included in Annex I to the Convention, November 2013.

Tableau 1 : Gaz à effet de serre visés par la déclaration obligatoire

	Gaz à effet de serre	Formule	Numéro d'enregistrement CAS¹	Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) sur 100 ans²
1.	Dioxyde de carbone	CO ₂	124-38-9	1
2.	Méthane	CH ₄	74-82-8	25
3.	Oxyde de diazote	N ₂ O	10024-97-2	298
4.	Hexafluorure de soufre	SF ₆	2551-62-4	22 800
<i>Hydrofluorocarbures (HFC)</i>				
5.	HFC-23	CHF ₃	75-46-7	14 800
6.	HFC-32	CH ₂ F ₂	75-10-5	675
7.	HFC-41	CH ₃ F	593-53-3	92
8.	HFC-43-10mee	C ₅ H ₂ F ₁₀	138495-42-8	1 640
9.	HFC-125	C ₂ HF ₅	354-33-6	3 500
10.	HFC-134	C ₂ H ₂ F ₄ (structure : CHF ₂ CHF ₂)	359-35-3	1 100
11.	HFC-134a	C ₂ H ₂ F ₄ (structure : CH ₂ FCF ₃)	811-97-2	1 430
12.	HFC-143	C ₂ H ₃ F ₃ (structure : CHF ₂ CH ₂ F)	430-66-0	353
13.	HFC-143a	C ₂ H ₃ F ₃ (structure : CF ₃ CH ₃)	420-46-2	4 470
14.	HFC-152a	C ₂ H ₄ F ₂ (structure : CH ₃ CHF ₂)	75-37-6	124
15.	HFC-227ea	C ₃ HF ₇	431-89-0	3 220
16.	HFC-236fa	C ₃ H ₂ F ₆	690-39-1	9 810
17.	HFC-245ca	C ₃ H ₃ F ₅	679-86-7	693
<i>Perfluorocarbures (PFC)</i>				
18.	Perfluorométhane	CF ₄	75-73-0	7 390
19.	Perfluoroéthane	C ₂ F ₆	76-16-4	12 200
20.	Perfluoropropane	C ₃ F ₈	76-19-7	8 830
21.	Perfluorobutane	C ₄ F ₁₀	355-25-9	8 860
22.	Perfluorocyclobutane	c-C ₄ F ₈	115-25-3	10 300
23.	Perfluoropentane	C ₅ F ₁₂	678-26-2	9 160

Gaz à effet de serre	Formule	Numéro d'enregistrement CAS ¹	Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) sur 100 ans ²	
<i>Perfluorocarbures (PFC) (suite)</i>				
24.	Perfluorohexane	C ₆ F ₁₄	355-42-0	9 300

¹ Le numéro d'enregistrement du Chemical Abstracts Service (CAS) est la propriété de l'American Chemical Society. Toute utilisation ou redistribution est interdite sans l'autorisation écrite préalable de l'American Chemical Society, sauf en réponse à des besoins législatifs et aux fins des rapports destinés au gouvernement du Canada en vertu d'une loi ou d'une politique administrative.

² Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. (CCNUCC), 2014. FCCC/CP/2013/10/Add.3. Décision 24/CP.19. Révision des Directives de la CCNUCC pour la notification des inventaires annuels des Parties visées à l'annexe I de la Convention, novembre 2013.

SCHEDULE 2

Definitions

The following definitions apply to this notice and its schedules:

“2006 Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) Guidelines” means the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, prepared by the Intergovernmental Panel on Climate Change National Greenhouse Gas Inventories Program. [*Lignes directrices 2006 du Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC) pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre*]

“aluminium production” means primary processes that are used to manufacture aluminium from alumina, including electrolysis in prebake and Søderberg cells, anode and cathode baking for prebake cells, and green coke calcination. (*production d'aluminium*)

“ammonia production” means processes in which ammonia is manufactured from fossil-based feedstock produced by steam reforming of a hydrocarbon. This also includes processes where ammonia is manufactured through the gasification of solid and liquid raw material. (*production d'ammoniac*)

“base metal production” means the primary and secondary production processes that are used to recover copper, nickel, zinc, lead, and cobalt. Primary production includes the smelting or refining of base metals from feedstock that comes primarily from ore. Secondary production processes includes the recovery of base metals from various feedstock materials, such as recycled metals. Process activities may include the removal of impurities using carbonate flux reagents, the use of reducing agents to extract metals or slag cleaning, and the consumption of carbon electrodes. (*production de métaux communs*)

“biomass” means plants or plant materials, animal waste or any product made of either of these, including wood and wood products, charcoal, and agricultural residues; biologically derived organic matter in municipal and industrial wastes, landfill gas, bio-alcohols, black liquor, sludge digestion gas and animal- or plant-derived oils. (*biomasse*)

ANNEXE 2

Définitions

Les définitions suivantes s'appliquent au présent avis et à ses annexes :

« *biomasse* » Plantes ou matières végétales, déchets d'origine animale ou tout produit qui en est dérivé, notamment le bois et les produits de bois, le charbon, les résidus agricoles, la matière organique d'origine biologique dans les déchets urbains et industriels, les gaz d'enfouissement, les bioalcools, la liqueur noire, les gaz de digestion des boues, les huiles d'origine animale ou végétale. (*biomass*)

« *capture de CO₂* » Installation qui capte le CO₂ qui serait autrement rejeté dans l'atmosphère. (*CO₂ capture*)

« *CO₂ récupéré* » Dans une usine de production d'hydrogène, récupération/captage du CO₂ qui autrement serait généralement utilisé en aval dans d'autres industries manufacturières, utilisé dans la production sur place ou expédié aux fins de stockage permanent. (*CO₂ recovered*)

« *émissions* » Rejets directs vers l'atmosphère provenant de sources situées sur les lieux de l'installation. (*emissions*)

« *émissions associées à l'utilisation de produits industriels* » Rejets provenant de l'utilisation d'un produit, pour un procédé industriel, qui n'est pas associé à une réaction chimique ou physique et qui ne réagit pas au procédé. Cela comprend les rejets provenant de l'utilisation de SF₆, de HFC et de PFC comme gaz de couverture et de l'utilisation de HFC et de PFC pour le moussage de la mousse. Ne comprend pas les émissions de PFC et HFC par les systèmes de réfrigération et de climatisation, la production de semi-conducteurs, l'utilisation des solvants, d'aérosols et de SF₆ dans la protection contre les explosions, la détection des fuites, les applications électroniques et l'extinction d'incendie. (*industrial product use emissions*)

« *émissions d'évacuation* » Rejets contrôlés d'un gaz de procédé ou d'un gaz résiduel, y compris les rejets de CO₂ associés à la capture, au transport, à l'injection et au stockage de carbone. Cela comprend les rejets associés à la production d'hydrogène (associés à la production et au

“bone dry tonnes” means biomass solids that contain zero percent (0%) moisture. (*tonnes de matières sèches*)

“Canada’s Greenhouse Gas Quantification Requirements” means Canada’s Greenhouse Gas Quantification Requirements, Greenhouse Gas Reporting Program, Environment and Climate Change Canada, 2018. (*Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre du Canada*)

“carbon dioxide equivalent (CO₂ eq.)” means a unit of measure for comparison between greenhouse gases that have different global warming potentials (GWPs).³ [*équivalent en dioxyde de carbone (éq. CO₂)*]

“CAS Registry Number” means the Chemical Abstracts Service Registry Number. (*numéro d’enregistrement CAS*)

“cement production” means all processes used to manufacture portland, ordinary portland, masonry, pozzolanic or other hydraulic cements. (*production de ciment*)

“CEMS” means Continuous Emission Monitoring Systems. (*SMECE*)

“CKD” means cement kiln dust. (*PFC*)

“CO₂ capture” means the capture of CO₂ at an integrated facility that would otherwise be directly released to the atmosphere. (*capture de CO₂*)

“CO₂ emissions from biomass decomposition” means releases of CO₂ resulting from aerobic decomposition of biomass and from the fermentation of biomass. (*émissions de CO₂ provenant de la décomposition de la biomasse*)

“CO₂ injection” means an activity that places captured CO₂ into a long-term geological storage site or an enhanced fossil fuel recovery operation. (*injection de CO₂*)

“CO₂ recovered” means the recovery/capture of CO₂ at a hydrogen plant that would typically be delivered for downstream use in other manufacturing industries, used in on-site production or sent to permanent storages. (*CO₂ récupéré*)

“CO₂ storage” means a long-term geological formation where CO₂ is stored. (*stockage de CO₂*)

“CO₂ transport system” means transport of captured CO₂ by any mode. (*système de transport de CO₂*)

traitement de combustibles fossiles), les émissions de gaz de cuvelage, de gaz associé à un liquide (ou gaz en solution), de gaz de traitement, de stabilisation ou d’échappement des déshydrateurs, de gaz de couverture ainsi que les émissions des dispositifs pneumatiques utilisant le gaz naturel comme fluide de travail, de démarrage des compresseurs, des pipelines et d’autres systèmes de purge sous pression, et des boucles de contrôle des stations de mesure et de régulation. (*venting emissions*)

« *émissions de CO₂ provenant de la décomposition de la biomasse* » Rejets de CO₂ résultant de la décomposition aérobie et de la fermentation de la biomasse. (*CO₂ emissions from biomass decomposition*)

« *émissions de combustion stationnaire de combustible* » Rejets provenant de sources de combustion, où la combustion de combustibles sert à produire de l’énergie ou du travail. Cela comprend les rejets provenant de la combustion de combustibles usés pour produire de la chaleur utile ou du travail. (*stationary fuel combustion emissions*)

« *émissions de torchage* » Rejets contrôlés de gaz au cours d’activités industrielles résultant de la combustion d’un flux gazeux ou liquide produit sur le site à des fins autres que la production d’énergie de la chaleur ou du travail. De tels rejets peuvent provenir de l’incinération de déchets du pétrole, des systèmes de prévention des émissions dangereuses (en mode pilote ou actif), des essais de puits, d’un réseau collecteur du gaz naturel, de l’exploitation d’une installation de traitement du gaz naturel, de la production de pétrole brut, de l’exploitation de pipelines, du raffinage du pétrole, de la production d’engrais chimique, ainsi que de la production d’acier. (*flaring emissions*)

« *émissions des déchets* » Rejets provenant de sources d’élimination des déchets à l’installation, comprenant celles provenant de l’enfouissement des déchets solides, du torchage des gaz d’enfouissement et de l’incinération des déchets. Ne comprend pas les émissions dues à la combustion de combustibles résiduels pour produire de la chaleur ou du travail utile. (*waste emissions*)

« *émissions des eaux usées* » Rejets provenant des eaux usées et du traitement des eaux usées à l’installation. (*wastewater emissions*)

« *émissions dues aux fuites* » Désigne les rejets accidentels et les fuites de gaz provenant de la production et du traitement des combustibles fossiles; du transport et de la distribution; des batteries de fours à coke pour le fer et l’acier; de la capture, du transport, de l’injection et du stockage (infrastructure) de CO₂. (*leakage emissions*)

³ Since many greenhouse gases (GHGs) exist and their GWPs vary, the emissions are added in a common unit, CO₂ equivalent. To express GHG emissions in units of CO₂ equivalent, the quantity of a given GHG (expressed in units of mass) is multiplied by its GWP. GWPs are listed in Table 1 of this notice.

“*cogeneration unit*” means a fuel combustion device which simultaneously generates electricity and either heat or steam. (*unité de cogénération*)

“*Continuous Emission Monitoring Systems*” means the complete equipment for sampling, conditioning, and analyzing emissions or process parameters and for recording data. (*Systèmes de mesure et d’enregistrement en continu des émissions*)

“*CSM*” means cyclohexane-soluble matter. (*MSC*)

“*electricity generating unit*” means any device that combusts solid, liquid, or gaseous fuel for the purpose of producing electricity either for sale or for use on-site. This includes cogeneration units, but excludes portable or emergency generators that have less than 50 kW in nameplate generating capacity or that generate less than 2 MWh during the reporting year. (*unité de production d’électricité*)

“*emissions*” means direct releases to the atmosphere from sources that are located at the facility. (*émissions*)

“*enhanced fossil fuel recovery operation*” means enhanced oil recovery, enhanced natural gas recovery and enhanced coal bed methane recovery. (*opération améliorée de récupération des combustibles fossiles*)

“*ethanol production*” means processes that produce grain ethanol for the use in industrial applications or as a fuel. (*production d’éthanol*)

“*facility*” means an integrated facility, a pipeline transportation system, or an offshore installation. (*installation*)

“*flaring emissions*” means controlled releases of gases from industrial activities, from the combustion of a gas or liquid stream produced at the facility, the purpose of which is not to produce useful heat or work. This includes releases from waste petroleum incineration; hazardous emission prevention systems (in pilot or active mode); well testing; natural gas gathering systems; natural gas processing plant operations; crude oil production; pipeline operations; petroleum refining; chemical fertilizer production; steel production. (*émissions de torchage*)

“*fossil fuel production and processing*” means the exploration, extraction, processing including refining and upgrading, transmission, storage and use of solid, liquid or gaseous petroleum, coal or natural gas fuels, or any other fuels derived from these sources. (*production et transformation de combustibles fossiles*)

“*fugitive emissions*” means releases from venting, flaring or leakage of gases from fossil fuel production and

« *émissions fugitives* » Rejets provenant de l’évacuation, du torchage ou de fuites de gaz venant de la production et de la transformation de combustibles fossiles; de fours à coke pour le fer et l’acier; des installations de capture, de transport, d’injection et de stockage de CO₂. (*fugitive emissions*)

« *émissions liées au transport sur le site* » Rejets provenant de la machinerie utilisée pour le transport ou le déplacement sur le site de substances, de matières, de l’équipement ou de produits entrant dans le procédé de production à une installation intégrée. Cela comprend les rejets par les véhicules sans permis pour une utilisation sur la voie publique. (*on-site transportation emissions*)

« *émissions liées aux procédés industriels* » Rejets provenant d’un procédé industriel comportant des réactions chimiques ou physiques, et dont le but premier est de produire un produit, plutôt que de la chaleur ou du travail utile. Ne comprend pas l’évacuation provenant de la production d’hydrogène associée à la production et à la transformation de combustibles fossiles. (*industrial process emissions*)

« *équivalent en dioxyde de carbone (éq. CO₂)* » Unité de mesure utilisée pour faire la comparaison des gaz dont le potentiel de réchauffement planétaire (PRP) est différent³. [*carbon dioxide equivalent (CO₂ eq.)*]

« *Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada* » Désigne les Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre du Canada, Programme de déclaration des gaz à effet de serre, Environnement et Changement climatique Canada, 2018. (*Canada’s Greenhouse Gas Quantification Requirements*)

« *exploitation minière* » Désigne l’extraction, l’enrichissement ou toute autre préparation de minéraux métalliques et non métalliques, y compris le charbon. (*mining*)

« *fuites en surface* » Émissions de CO₂ provenant des formations géologiques servant au stockage à long terme du CO₂. (*surface leakage*)

« *gazoducs* » Tous les gazoducs appartenant à un propriétaire ou à un exploitant unique dans une province ou un territoire qui assurent le transport ou la distribution du CO₂ ou du gaz naturel transformé, ainsi que toutes les installations connexes, y compris les ensembles de mesure et les installations de stockage, mais à l’exception des usines de chevauchement ou autres installations de transformation. (*pipeline transportation system*)

« *GES* » Gaz à effet de serre. (*GHGs*)

³ Comme il existe de nombreux gaz à effet de serre (GES) et que leur PRP varie, les émissions sont additionnées selon une unité commune, soit en équivalent CO₂. Pour exprimer les émissions de GES en unités d’équivalent CO₂, la quantité d’un GES donné (en unités de masse) est multipliée par le PRP lui correspondant. Les PRP sont indiqués dans le tableau 1 du présent avis.

processing; iron and steel coke oven batteries; CO₂ capture, transport, injection and storage infrastructure. (*émissions fugitives*)

“GHGs” means greenhouse gases. (*GES*)

“GWP” means global warming potential. (*PRP*)

“HFCs” means hydrofluorocarbons. (*HFC*)

“hydrogen production” means processes that produce hydrogen gas by steam hydrocarbon reforming, partial oxidation of hydrocarbons, or other transformation of hydrocarbon feedstock. This activity may occur at bitumen upgraders; petroleum refineries; chemical plants; fertilizer plants; stand-alone industrial gas producers and, where needed, for purification or synthesis of substances. (*production d’hydrogène*)

“industrial process emissions” means releases from an industrial process that involves a chemical or physical reaction the primary purpose of which is to produce a product, as opposed to useful heat or work. This does not include venting from hydrogen production associated with fossil fuel production and processing. (*émissions liées aux procédés industriels*)

“industrial product use emissions” means releases from the use of a product, in an industrial process, that is not involved in a chemical or physical reaction and does not react in the process. This includes releases from the use of SF₆, HFCs and PFCs as cover gases, and the use of HFCs and PFCs in foam blowing. This does not include releases from PFCs and HFCs in refrigeration, air conditioning, semiconductor production, fire extinguishing, solvents, aerosols and SF₆ in explosion protection, leak detection, electronic applications and fire extinguishing. (*émissions associées à l’utilisation de produits industriels*)

“integrated facility” means all buildings, equipment, structures, on-site transportation machinery, and stationary items that are located on a single site, on multiple sites or between multiple sites that are owned or operated by the same person or persons and that function as a single integrated site. “Integrated facility” excludes public roads. (*installation intégrée*)

“iron and steel production” means primary iron and steel production processes, secondary steelmaking processes, iron production processes, coke oven battery production processes, iron ore pellet firing processes, or iron and steel powder processes. (*production de fer et d’acier*)

“leakage emissions” means accidental releases and leaks of gases from fossil fuel production and processing, transmission and distribution; iron and steel coke oven batteries; CO₂ capture, transport, injection and storage infrastructure. (*émissions dues aux fuites*)

« HFC » Hydrofluorocarbures. (*HFCs*)

« injection de CO₂ » Installation qui place le CO₂ capturé dans un stockage géologique à long terme ou dans une opération de récupération de combustible fossile améliorée. (*CO₂ injection*)

« installation » Installation intégrée, réseau de transport par pipeline, installation extracôtière. (*facility*)

« installation extracôtière » Plate-forme de forage, plate-forme ou navire de production, ou installation sous-marine qui sont rattachés ou fixés au plateau continental du Canada servant à l’exploitation pétrolière ou gazière. (*offshore installation*)

« installation intégrée » Désigne tous les bâtiments, équipements, structures, engins de transport sur place et éléments stationnaires situés sur un seul site, sur plusieurs sites, ou répartis entre plusieurs sites qui appartiennent à la même personne (ou aux mêmes personnes) ou sont exploités par elle et qui en font partie intégrante. Les « installations intégrées » excluent les voies publiques. (*integrated facility*)

« Lignes directrices 2006 du Groupe d’experts intergouvernemental sur l’évolution du climat (GIEC) pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre » Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre, préparées par le Programme pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. [*2006 Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) Guidelines*]

« Loi sur les poids et mesures » Signifie la *Loi sur les poids et mesures*. (*Weights and Measures Act*)

« MSC » Matière soluble dans le cyclohexane. (*CSM*)

« numéro d’enregistrement CAS » Numéro d’enregistrement du Chemical Abstracts Service. (*CAS Registry Number*)

« opération améliorée de récupération des combustibles fossiles » Récupération améliorée du pétrole, récupération améliorée du gaz naturel et récupération améliorée de méthane de houille. (*enhanced fossil fuel recovery operation*)

« PFC » Perfluorocarbures. (*PFCs*)

« PFC » Poussières de four de cimenterie. (*CKD*)

« production d’acide nitrique » Utilisation d’un ou de plusieurs circuits pour produire de l’acide nitrique faible d’une concentration de 30 à 70 %. Un circuit d’acide nitrique produit de l’acide nitrique faible par oxydation catalytique de l’ammoniac, suivie de l’absorption des oxydes d’azote par l’eau. Les gaz de queue de l’absorbant contiennent des oxydes d’azote non absorbés, y compris

“*lime production*” means all processes that are used to manufacture a lime product by calcination of limestone or other calcareous materials. (*production de chaux*)

“*mining*” means the mining, beneficiating or otherwise preparing metallic and non-metallic minerals, including coal. (*exploitation minière*)

“*NAICS*” means the North American Industry Classification System. (*SCIAN*)

“*nitric acid production*” means the use of one or more trains to produce weak nitric acid that is 30 to 70 percent in strength. A nitric acid train produces weak nitric acid through the catalytic oxidation of ammonia followed by the absorption of nitrogen oxides by water. The absorber tail gas contains unabsorbed nitrogen oxides, including nitrous oxide emissions of which may be reduced by abatement technologies. (*production d'acide nitrique*)

“*offshore installation*” means an offshore drilling unit, production platform or ship, or sub-sea installation that is attached or anchored to the continental shelf of Canada in connection with the exploitation of oil or natural gas. (*installation extracôtière*)

“*on-site transportation emissions*” means releases from machinery used for the transport or movement of substances, materials, equipment or products that are used in the production process at an integrated facility. This includes releases from vehicles without public road licences. (*émissions liées au transport sur le site*)

“*petroleum refineries*” means processes used to produce gasoline, aromatics, kerosene, distillate fuel oils, residual fuel oils, lubricants, asphalt, or other products through the distillation of petroleum or through redistillation, cracking, rearrangement or reforming of unfinished petroleum derivatives. This includes catalytic cracking units; fluid coking units; delayed coking units; catalytic reforming units; coke calcining units; asphalt blowing operations; blowdown systems; storage tanks; process equipment components (i.e. compressors, pumps, valves, pressure relief devices, flanges, and connectors) in gas service; marine vessel, barge, tanker truck, and similar loading operations; flares; sulphur recovery plants; and non-merchant hydrogen plants that are owned or under the direct control of the refinery owner and operator. This does not include facilities that distill only pipeline transmix. (*raffineries de pétrole*)

“*PFCs*” means perfluorocarbons. (*PFC*)

“*pipeline transportation system*” means all pipelines that are owned or operated by the same person within a province or territory that transport/distribute CO₂ or processed natural gas and their associated installations, including meter sets and storage installations but

des émissions d'oxydes nitreux, dont les émissions peuvent être réduites par des technologies de réduction. (*nitric acid production*)

« *production d'aluminium* » Procédés primaires utilisés pour fabriquer de l'aluminium à partir d'alumine, comprenant l'électrolyse dans les cuves à anodes précuites et Søderberg, la cuisson d'anodes et de cathodes pour les cuves à anodes précuites et la calcination de coke vert. (*aluminium production*)

« *production d'ammoniac* » Procédés par lesquels l'ammoniac est fabriqué à partir d'une matière première d'origine fossile produite par reformage à la vapeur d'un hydrocarbure. Cela comprend également les procédés où l'ammoniac est fabriqué par gazéification de matières premières solides et liquides. (*ammonia production*)

« *production d'éthanol* » Procédés qui produisent de l'éthanol à partir de céréales pour l'utilisation dans des applications industrielles ou comme carburant. (*ethanol production*)

« *production d'hydrogène* » Procédés qui produisent de l'hydrogène gazeux par reformage à la vapeur d'hydrocarbures, oxydation partielle d'hydrocarbures ou une autre transformation de matières premières à base d'hydrocarbures. Cette activité peut se produire dans les usines de valorisation du bitume, les raffineries de pétrole, les usines chimiques, les usines d'engrais, les unités autonomes de production de gaz industriel et, au besoin, aux endroits nécessaires pour la purification ou la synthèse de substances. (*hydrogen production*)

« *production de chaux* » Désigne tous les procédés utilisés pour fabriquer un produit à base de chaux par calcination de calcaire ou d'autres matériaux calcaires. (*lime production*)

« *production de ciment* » Tout procédé utilisé pour la fabrication de divers types de ciment : portland, portland ordinaire, maçonnerie, pouzzolanique ou autres ciments hydrauliques. (*cement production*)

« *production de fer et d'acier* » Désigne les procédés de production primaire de fer et d'acier, les procédés secondaires de production d'acier, les procédés de production de fer, les procédés de production de batteries de fours à coke, les procédés de cuisson de boulettes de fer et les procédés avec poudre de fer et d'acier. (*iron and steel production*)

« *production de métaux communs* » Procédés de production primaires et secondaires utilisés pour récupérer le cuivre, le nickel, le zinc, le plomb et le cobalt. La production primaire comprend la fusion ou l'affinage des métaux communs à partir de matières premières provenant principalement de minerais. Les procédés de production

excluding straddle plants or other processing installations. (*gazoducs*)

“*pulp and paper production*” means separating cellulose fibres from other materials in fibre sources to produce pulp, paper and paper products. This includes converting paper into paperboard products, or operating coating and laminating processes. (*production de pâtes et papiers*)

“*reporting company*” means a person who operates one or more facilities that meet the reporting criteria as set out in Schedule 3 of this notice. (*société déclarante*)

“*stationary fuel combustion emissions*” means releases from stationary fuel combustion sources, in which fuel is burned for the purpose of producing useful heat or work. This includes releases from the combustion of waste fuels to produce useful heat or work. (*émissions de combustion stationnaire de combustible*)

“*stationary fuel combustion sources*” means devices that combust solid, liquid, gaseous, or waste fuel for the purpose of producing useful heat or work. This includes boilers, electricity generating units, cogeneration units, combustion turbines, engines, incinerators, process heaters, and other stationary combustion devices, but does not include emergency flares. (*sources de combustion stationnaires*)

“*surface leakage*” means CO₂ emitted from geological formations used for long-term storage of CO₂. (*fuites en surface*)

“*venting emissions*” means controlled releases of a process or waste gas, including releases of CO₂ associated with carbon capture, transport, injection and storage; from hydrogen production associated with fossil fuel production and processing; of casing gas; of gases associated with a liquid or a solution gas; of treater, stabilizer or dehydrator off-gas; of blanket gases; from pneumatic devices which use natural gas as a driver; from compressor start-ups, pipelines and other blowdowns; from metering and regulation station control loops. (*émissions d'évacuation*)

“*waste emissions*” means releases that result from waste disposal activities at a facility including landfilling of solid waste, flaring of landfill gas, and waste incineration. This does not include releases from the combustion of waste fuels to produce useful heat or work. (*émissions des déchets*)

“*wastewater emissions*” means releases resulting from wastewater and wastewater treatment at a facility. (*émissions des eaux usées*)

“*Weights and Measures Act*” means the *Weights and Measures Act*. (Loi sur les poids et mesures)

secondaire comprennent la récupération des métaux communs à partir de diverses matières premières, notamment les métaux recyclés. Les activités liées à ces procédés peuvent comprendre l'élimination des impuretés à l'aide de flux de réactifs carbonatés, l'utilisation d'agents réducteurs pour extraire les métaux ou nettoyer le laitier, et la consommation d'électrodes de carbone. (*base metal production*)

« *production de pâtes et papiers* » Séparation des fibres de cellulose des autres matières dans les sources de fibres pour produire de la pâte, du papier et des produits du papier. Cela comprend la transformation du papier en produits de carton ou l'utilisation de procédés de couchage ou de contre-collage. (*pulp and paper production*)

« *production et transformation de combustibles fossiles* » Désigne l'exploration, l'extraction, la transformation (raffinage, valorisation), la transmission, le stockage et l'utilisation des combustibles de pétrole solide, liquide ou gazeux, de charbon ou de gaz naturel ou de tout autre combustible dérivé de ces sources. (*fossil fuel production and processing*)

« *PRP* » Potentiel de réchauffement planétaire. (*GWP*)

« *raffineries de pétrole* » Installations servant à produire de l'essence, des substances aromatiques, du kérosène, du mazout distillé, du mazout résiduel, des lubrifiants, de l'asphalte ou d'autres produits par la distillation du pétrole ou par la redistillation, le craquage, le réaménagement ou le reformage de dérivés de pétrole non finis. Cela comprend les unités de craquage catalytique; les unités de cokéfaction en lit fluidisé; les unités de cokéfaction retardée; les unités de reformage catalytique; les unités de calcination du coke; les opérations de soufflage d'asphalte; les systèmes de purge; les réservoirs de stockage; les composants d'équipement de traitement (compresseurs, pompes, valves et soupapes, dispositifs de protection contre la surpression, brides et connecteurs) dans le secteur du gaz; les opérations de chargement des navires, des barges, des camions-citernes et autres opérations similaires; les unités de torchage; les usines de récupération du soufre et les usines d'hydrogène non marchand qui sont sous la propriété ou le contrôle direct du propriétaire et de l'exploitant de la raffinerie. Cela ne comprend pas les installations qui distillent uniquement le contaminant des pipelines. (*petroleum refineries*)

« *SCIAN* » Désigne le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord. (*NAICS*)

« *SMECE* » Systèmes de mesure et enregistrement en continu des émissions. (*CEMS*)

« *société déclarante* » Personne physique ou morale exploitant une ou plusieurs installations atteignant le seuil de déclaration défini à l'annexe 3 du présent avis. (*reporting company*)

« *sources de combustion stationnaires* » Désigne les dispositifs qui brûlent des combustibles solides, liquides, gazeux ou usés afin de produire de la chaleur ou du travail utile. Cela comprend les chaudières, les groupes électrogènes (y compris les unités de cogénération), les turbines à combustion, les moteurs, les incinérateurs, les appareils de chauffage industriels et tout autre dispositif de combustion stationnaire. Ne comprend pas les fusées éclairantes. (*stationary fuel combustion sources*)

« *stockage de CO₂* » Désigne le CO₂ injecté dans une installation de stockage géologique à long terme. (*CO₂ storage*)

« *système de transport de CO₂* » Désigne le transport du CO₂ capturé par n'importe quel mode de transport. (*CO₂ transport*)

« *Systèmes de mesure et d'enregistrement en continu des émissions* » Équipement d'échantillonnage, de traitement et d'analyse des émissions ou des paramètres d'exploitation et d'enregistrement des données. (*Continuous Emission Monitoring Systems*)

« *tonnes de matières sèches* » Biomasse solide qui ne contient aucune humidité (0 %). (*bone dry tonnes*)

« *unité de cogénération* » Dispositif de combustion de combustibles qui génère simultanément de l'électricité et de la chaleur ou de la vapeur. (*cogeneration unit*)

« *unité de production d'électricité* » Tout dispositif qui brûle du combustible solide, liquide ou gazeux dans le but de produire de l'électricité soit pour être vendue, soit pour être utilisée sur place. Cela comprend les unités de cogénération. Cela ne comprend pas les génératrices portables ou de secours (moins de 50 kW de capacité selon la plaque signalétique ou celles qui génèrent moins de 2 MWh durant l'année de déclaration). (*electricity generating unit*)

SCHEDULE 3

Reporting criteria

1. This notice applies to any person who operates
 - (a) a facility that emits 10 000 t of carbon dioxide equivalent (10 kt CO₂ eq.) or more (the "reporting threshold") of the GHGs listed in Table 1 of Schedule 1 in the 2018 calendar year;
 - (b) a facility that emits 10 000 t of carbon dioxide equivalent (10 kt CO₂ eq.) or more (the "reporting threshold") of the GHGs listed in Table 1 of Schedule 1 in the 2018 calendar year, is classified under the North American Industry Classification System (NAICS)

ANNEXE 3

Critères de déclaration

1. Le présent avis s'applique à quiconque exploite une des installations suivantes :
 - a) une installation qui émet 10 000 t d'équivalent de dioxyde de carbone (10 kt éq. CO₂) ou plus (le « seuil de déclaration ») de GES énumérés dans le tableau 1 de l'annexe 1 au cours de l'année civile 2018;
 - b) une installation qui émet 10 000 t d'équivalent de dioxyde de carbone (10 kt éq. CO₂) ou plus (le « seuil de déclaration ») de GES énumérés dans le tableau 1 de l'annexe 1 au cours de l'année civile 2018, qui est

codes listed in Table 2 of Schedule 3 and is engaged in any of the following:

- (i) mining,
- (ii) ethanol production,
- (iii) lime production,
- (iv) cement production,
- (v) aluminium production,
- (vi) iron and steel production,
- (vii) electricity and heat generation,
- (viii) ammonia production,
- (ix) nitric acid production,
- (x) hydrogen production,
- (xi) petroleum refineries,
- (xii) pulp and paper production, or
- (xiii) base metal production; or

(c) a facility engaged in CO₂ capture, CO₂ transport, CO₂ injection or CO₂ storage in the 2018 calendar year.

2. Any person who operates a facility described in this notice shall determine whether a facility meets or exceeds the reporting threshold using the following equation:

$$Total\ Emissions = \sum_i (E_{CO_2} \times GWP_{CO_2})_i + \sum_i (E_{CH_4} \times GWP_{CH_4})_i + \sum_i (E_{N_2O} \times GWP_{N_2O})_i + \sum_i (E_{PFC} \times GWP_{PFC})_i + \sum_i (E_{HFC} \times GWP_{HFC})_i + \sum_i (E_{SF_6} \times GWP_{SF_6})_i$$

Where:

- E = total emissions of a particular gas or gas species in calendar year 2018, expressed in tonnes
- GWP = global warming potential of the particular gas or gas species, in Table 1 of Schedule 1
- i = each emission source

(a) determine the quantity of CO₂ eq. by multiplying the GWP of a particular GHG or GHG species listed in Table 1 of Schedule 1 by the quantity of a particular GHG or GHG species;

(b) exclude CO₂ emissions from the combustion of biomass in the determination of total emissions;

classifiée selon les codes du Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN) énumérés dans le tableau 2 de l'annexe 3 et qui exercent l'une des activités suivantes :

- (i) l'exploitation minière,
- (ii) la production d'éthanol,
- (iii) la production de chaux,
- (iv) la production de ciment,
- (v) la production d'aluminium,
- (vi) la production de fer et d'acier,
- (vii) la production d'électricité et de chaleur,
- (viii) la production d'ammoniac,
- (ix) la production d'acide nitrique,
- (x) la production d'hydrogène,
- (xi) le raffinage du pétrole,
- (xii) la production de pâtes et papiers,
- (xiii) la production de métaux communs;

c) une installation qui s'est livrée à la capture de CO₂, au transport du CO₂, à l'injection de CO₂ ou au stockage du CO₂ au cours de l'année civile 2018.

2. Quiconque exploite une installation décrite dans le présent avis doit déterminer si l'installation atteint ou dépasse le seuil de déclaration en utilisant l'équation suivante :

$$Émissions\ totales = \sum_i (E_{CO_2} \times PRP_{CO_2})_i + \sum_i (E_{CH_4} \times PRP_{CH_4})_i + \sum_i (E_{N_2O} \times PRP_{N_2O})_i + \sum_i (E_{PFC} \times PRP_{PFC})_i + \sum_i (E_{HFC} \times PRP_{HFC})_i + \sum_i (E_{SF_6} \times PRP_{SF_6})_i$$

Où :

- E = émissions totales d'un gaz particulier ou d'une espèce de gaz au cours de l'année civile 2018, exprimées en tonnes
- PRP = potentiel de réchauffement planétaire des gaz particuliers ou des espèces de gaz, dans le tableau 1 de l'annexe 1
- i = chaque source d'émission

a) déterminer la quantité d'éq. CO₂ en multipliant le PRP d'un GES particulier ou d'espèce de GES figurant dans le tableau 1 de l'annexe 1 par la quantité d'un GES particulier ou d'espèce de GES;

(c) exclude CO₂ emissions from biomass decomposition in the determination of total emissions.

3. Any person who operates a facility that is engaged in more than one activity described in paragraph 1(b) shall report emissions for each activity separately.

4. If the person who operates a facility described in section 1 changes during the 2018 calendar year, the facility operator on December 31, 2018, shall report for the entire 2018 calendar year. If facility operations terminate during the 2018 calendar year, the last facility operator shall report for the portion of the year during which the operations occurred.

Table 2: North American Industry Classification System (NAICS) codes under which facilities are subject to mandatory reporting

212	324110	327410
221112	325120	331110
221119	325190	331313
221330	325313	331410
322	327310	

SCHEDULE 4

Reportable administrative information

1. Any person who operates a facility described in Schedule 3 of this notice shall, for each facility, report the

(a) reporting company's legal and trade name (if any) and federal business number (assigned by the Canada Revenue Agency) and its Dun and Bradstreet (D-U-N-S) number (if any);

(b) facility name (if any) and the address of its physical location;

(c) latitude and longitude coordinates of the facility, other than a pipeline transportation system and CO₂ transport system;

(d) six-digit North American Industry Classification System (NAICS) Canada code;

(e) National Pollutant Release Inventory (NPRI) identification number (if any);

b) exclure les émissions de CO₂ de la combustion de la biomasse dans la détermination des émissions totales;

c) exclure les émissions de CO₂ résultant de la décomposition de la biomasse dans la détermination des émissions totales.

3. Quiconque exploite une installation qui se livre à plus d'une activité visée à l'alinéa 1b) doit déclarer séparément les émissions pour chaque activité.

4. Si la personne qui exploite une installation visée à l'article 1 change au cours de l'année civile 2018, l'exploitant de l'installation au 31 décembre 2018 doit produire un rapport pour toute l'année civile 2018. Si l'exploitation de l'installation prend fin au cours de l'année civile 2018, le dernier exploitant de l'installation doit présenter un rapport couvrant la partie de l'année pendant laquelle l'exploitation a eu lieu.

Tableau 2 : Codes du Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN) selon lesquels les installations font l'objet d'une déclaration obligatoire

212	324110	327410
221112	325120	331110
221119	325190	331313
221330	325313	331410
322	327310	

ANNEXE 4

Informations administratives à déclarer

1. Quiconque exploite une installation visée à l'annexe 3 du présent avis doit, pour chaque installation, déclarer ce qui suit :

a) la dénomination sociale et commerciale de la société déclarante (le cas échéant), son numéro d'entreprise fédéral (attribué par l'Agence du revenu du Canada) et son numéro Dun et Bradstreet (D-U-N-S) [le cas échéant];

b) le nom de l'installation (le cas échéant) et l'adresse de son emplacement physique;

c) les coordonnées (latitude et longitude) de l'installation, sauf pour les réseaux de transport par pipeline et les réseaux de transport de CO₂;

d) le code à six chiffres du Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN) Canada;

e) le numéro d'identification de l'Inventaire national des rejets de polluants (INRP) [le cas échéant];

(f) name, position, mailing and civic address, email address and telephone number of the person submitting the information that is required under this notice;

(g) name, position, mailing address, email address and telephone number of the public contact (if any);

(h) name, position, mailing and civic address, email address and telephone number of the authorized signing officer signing the Statement of Certification; and

(i) legal names of the Canadian parent companies (if any), their civic addresses, their percentage of ownership of the reporting company (where available), their federal business number and their Dun and Bradstreet (D-U-N-S) number (if any).

2. The reported information required by this notice is to include a Statement of Certification, signed by an authorized signing officer, indicating that the information submitted is true, accurate and complete.

SCHEDULE 5

Reporting requirements

1. This schedule applies to any person who operates a facility described in paragraph 1(a) or 1(b) of Schedule 3 of this notice.

2. Any person subject to this schedule shall, for each of the GHGs listed in Table 1 of Schedule 1, report

(a) the total quantity of CO₂, CH₄ and N₂O emissions expressed in tonnes in each of the following source categories: stationary fuel combustion emissions, industrial process emissions, industrial product use emissions, venting emissions, flaring emissions, leakage emissions, on-site transportation emissions, waste emissions, and wastewater emissions listed in Table 3 of Schedule 5;

(b) the total quantity of CH₄ and N₂O emissions expressed in tonnes from biomass combustion under stationary fuel combustion emissions if the biomass is being burned to produce energy, or under waste emissions in the case of waste incineration and landfill gas flaring processes;

(c) the total quantity of CO₂ emissions expressed in tonnes from biomass combustion; and

(d) the total quantity of SF₆ and each HFC and PFC emissions expressed in tonnes under industrial process emissions and industrial product use emissions.

f) le nom, le poste, l'adresse postale et municipale, l'adresse électronique et le numéro de téléphone de la personne qui présente les renseignements exigés en vertu du présent avis;

g) le nom, le poste, l'adresse postale, l'adresse électronique et le numéro de téléphone de la personne-ressource pour le public (le cas échéant);

h) le nom, le poste, l'adresse postale et municipale, l'adresse électronique et le numéro de téléphone du signataire autorisé qui signe l'attestation de certification;

i) les dénominations sociales des sociétés mères canadiennes (le cas échéant), leurs adresses municipales, le pourcentage de leur participation dans la société déclarante (s'il y a lieu), leur numéro d'entreprise fédéral et leur numéro Dun et Bradstreet (D-U-N-S) [le cas échéant].

2. Les renseignements exigés par le présent avis doivent comprendre une déclaration de certification, signée par un signataire autorisé, indiquant que les renseignements fournis sont véridiques, exacts et complets.

ANNEXE 5

Exigences de base en matière de déclaration

1. La présente annexe s'applique à quiconque exploite une installation décrite aux alinéas 1a) ou 1b) de l'annexe 3 du présent avis.

2. Quiconque est visé par la présente annexe doit, pour chacun des GES énumérés dans le tableau 1 de l'annexe 1, déclarer ce qui suit :

a) la quantité totale d'émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O exprimée en tonnes pour chacune des catégories de source suivantes : les émissions des sources de combustion stationnaires, les émissions de procédés industriels, les émissions dues à l'utilisation de produits industriels, les émissions d'évacuation, les émissions de torchage, les émissions dues aux fuites, les émissions liées au transport sur le site, les émissions des déchets et les émissions des eaux usées figurant dans le tableau 3 de l'annexe 5;

b) la quantité totale d'émissions de CH₄ et de N₂O exprimées en tonnes provenant de la combustion de la biomasse pour des émissions de combustion stationnaire de combustible si la biomasse est brûlée pour produire de l'énergie, ou pour des émissions de déchets dans le cas des procédés d'incinération de déchets et de torchage des gaz d'enfouissement;

c) la quantité totale d'émissions de CO₂ exprimée en tonnes, produites par la combustion de biomasse;

3. Any person subject to this schedule shall

- (a) not account for CO₂ emissions from biomass combustion in the total reported facility emissions;
- (b) not report CO₂ emissions from biomass decomposition;
- (c) report emissions from coke oven batteries in iron and steel manufacturing under stationary fuel combustion (fuel use for the production of coke), flaring and/or leakage emissions;⁴ and
- (d) report emissions from hydrogen production as part of fossil fuel production and processing under venting emissions.⁵

4. Any person subject to this schedule, and to whom any of Schedules 6 through 18 of this notice apply, shall use the methods described in the applicable schedules to quantify the information that the person must report under this schedule. Where methods are not described in the applicable schedules for a specific emission source, methods described in section 5 shall be used.

5. Any person subject to this schedule, and to whom none of Schedules 6 through 18 of this notice apply, shall

- (a) use methods that are consistent with the 2006 Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) Guidelines to quantify the information that the person reports under this schedule; and
- (b) report the methods used to determine the quantities reported under paragraphs 2(a), 2(b), 2(c) and 2(d) of this schedule, chosen from monitoring or direct measurement, mass balance, emission factors, or engineering estimates.

d) la quantité totale d'émissions de SF₆ et chaque émission de HFC et de PFC exprimées en tonnes d'émissions liées aux procédés industriels et des émissions associées à l'utilisation de produits industriels.

3. Quiconque est visé par la présente annexe doit :

- a) ne pas tenir compte des émissions de CO₂ provenant de la combustion de la biomasse dans le total des émissions d'installation déclarées;
- b) ne pas déclarer les émissions de CO₂ résultant de la décomposition de la biomasse;
- c) déclarer sous la catégorie « émissions de combustion stationnaire de combustible (utilisation de combustible pour la production de coke), émissions de torchage ou émissions dues aux fuites » les émissions des batteries de four à coke dans la production de fer et d'acier⁴;
- d) déclarer sous la catégorie « émissions d'évacuation » les émissions de la production d'hydrogène dans le cadre de la production et de la transformation de combustibles fossiles⁵.

4. Quiconque est visé par la présente annexe, et à qui l'une des annexes 6 à 18 du présent avis s'applique, doit utiliser les méthodes décrites dans les annexes applicables pour quantifier les renseignements à déclarer aux termes de la présente annexe. Lorsque les méthodes ne sont pas décrites dans les annexes applicables à une source d'émission, les méthodes décrites à l'article 5 doivent être utilisées.

5. Quiconque est visé par la présente annexe, et à qui aucune des annexes 6 à 18 du présent avis ne s'applique, doit :

- a) utiliser des méthodes conformes aux Lignes directrices 2006 du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) pour quantifier les renseignements à déclarer aux termes de la présente annexe;
- b) déclarer les méthodes utilisées pour déterminer les quantités déclarées aux termes des alinéas 2a), 2b), 2c) et 2d) de la présente annexe, choisies entre la surveillance ou la mesure directe, le bilan massique, les coefficients d'émission ou les estimations techniques.

⁴ This distinction is in accordance with that provided by the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Source: IPCC 2006, *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*.

⁵ *Ibid.*

⁴ Cette distinction est conforme à celle du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC). Source : IPCC 2006, *Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre*.

⁵ *Ibid.*

Table 3: Table for reporting selected GHGs by source category

Greenhouse Gas	Emission Source Categories								
	Stationary Fuel Combustion Emissions	Industrial Process Emissions	Industrial Product Use Emissions	Fugitive			On-site Transportation Emissions	Waste Emissions	Waste-water Emissions
				Venting Emissions	Flaring Emissions	Leakage Emissions			
Carbon dioxide (excluding CO ₂ emissions from biomass combustion, which is to be reported separately)			N/A						
Methane			N/A						
Nitrous oxide			N/A						
Sulphur hexafluoride	N/A			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Hydrofluorocarbons	N/A	by species		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Perfluorocarbons	N/A	by species		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
<i>Total</i>									

Tableau 3 : Tableau de déclaration des GES par catégorie de source

Greenhouse Gas	Catégories de source d'émission						
	Émissions de combustion stationnaire de combustible	Émissions liées aux procédés industriels	Émissions associées à l'utilisation de produits industriels	Fugitives			Émissions liées au transport sur le site
				Émissions d'évacuation	Émissions de torchage	Émissions dues aux fuites	
Gaz à effet de serre							
Dioxyde de carbone (excluant les émissions de CO ₂ dues à la combustion de biomasse, qui doivent être déclarées séparément)			s.o.				
Méthane			s.o.				
Oxyde nitreux			s.o.				
Hexafluorure de soufre	s.o.			s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Hydrofluorocarbures	s.o.	Par espèce		s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Perfluorocarbures	s.o.	Par espèce		s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
<i>Total</i>							

SCHEDULE 6**CO₂ capture, CO₂ transport, CO₂ injection and CO₂ storage reporting requirements**

1. This schedule applies to any person who operates a facility described in paragraph 1(c) of Schedule 3 of this notice.

2. Any person subject to this schedule shall use the quantification methods for carbon capture, transport and storage described in section 1 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the total annual quantity of CO₂:

- (a) exiting each CO₂ capture site, expressed in tonnes (t);
- (b) captured domestically within Canada, entering each CO₂ transport system, expressed in tonnes (t);
- (c) imported from outside Canada, entering each CO₂ transport system, expressed in tonnes (t);
- (d) exiting each CO₂ transport system, expressed in tonnes (t);
- (e) entering each long-term geologic storage site, expressed in tonnes (t);
- (f) injected at each long-term geologic storage site, expressed in tonnes (t);
- (g) entering each enhanced fossil fuel recovery operation, expressed in tonnes (t); and
- (h) injected at each enhanced fossil fuel recovery operation, expressed in tonnes (t).

3. Any person subject to this schedule shall use section 1 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the

- (a) annual mass of material transferred, expressed in tonnes (t), if using the mass flow method;
- (b) annual weighted average density of volumetric flow of material transferred with density expressed in kilograms per cubic metre (kg/m³), temperature expressed in degrees Celsius (°C) and pressure expressed in kilopascals (kPa), if using the volumetric flow method;
- (c) annual weighted average CO₂ concentration in the volumetric flow or mass flow, expressed as a mass fraction; and

ANNEXE 6**Exigences de déclarations relatives au CO₂ : capture, transport, injection et stockage**

1. La présente annexe s'applique à quiconque exploite une installation décrite à l'alinéa 1(c) de l'annexe 3 du présent avis.

2. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser les méthodes de quantification pour la capture, le transport et le stockage décrites à la section 1 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer la quantité annuelle totale de CO₂ qui :

- a) sort de chaque site de capture de CO₂, exprimée en tonnes (t);
- b) est capturée à l'intérieur du Canada et entre dans chaque système de transport de CO₂, exprimée en tonnes (t);
- c) est importée de l'extérieur du Canada et entre dans chaque système de transport de CO₂, exprimée en tonnes (t);
- d) sort de chaque système de transport de CO₂, exprimée en tonnes (t);
- e) entre dans chaque site de stockage géologique à long terme, exprimée en tonnes (t);
- f) est injectée dans chaque site de stockage géologique à long terme, exprimée en tonnes (t);
- g) entre dans chaque installation de récupération améliorée des combustibles fossiles, exprimée en tonnes (t);
- h) est injectée dans chaque installation de valorisation améliorée des combustibles fossiles, exprimée en tonnes (t).

3. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la section 1 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer ce qui suit :

- a) la masse annuelle de matières transférées, exprimée en tonnes (t) si vous utilisez la méthode du débit massique;
- b) la densité moyenne pondérée annuelle du débit volumique de matières transférées, exprimée en kilogrammes par mètre cube (kg/m³), la température exprimée en degrés Celsius (°C) et la pression exprimée en kilopascals (kPa) si vous utilisez la méthode du débit volumétrique;
- c) la concentration moyenne pondérée annuelle de CO₂ dans le débit volumétrique ou le débit massique, exprimée sous la forme d'une fraction massique;

(d) method used to determine the quantities and parameters reported under section 2.

4. Any person subject to this schedule shall use section 1 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the total annual quantity, expressed in tonnes of CO₂ fugitive emissions from equipment and infrastructure used for

- (a) CO₂ capture;
- (b) CO₂ transport;
- (c) CO₂ injection at long-term geological storage site;
- (d) CO₂ injection at enhanced fossil fuel recovery operations; and
- (e) method used to determine the quantities and parameters reported under paragraphs 4(a), (b), (c) and (d).

5. Any person subject to this schedule shall report the total annual quantity, expressed in tonnes, of CO₂ surface leakage from each long-term geological storage site and enhanced fossil fuel recovery operation.

6. Any person subject to this schedule shall use section 1 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the total annual quantity, expressed in tonnes of CO₂ venting emissions from equipment and infrastructure used for

- (a) CO₂ capture;
- (b) CO₂ transport;
- (c) CO₂ injection at long-term geological storage site; and
- (d) CO₂ injection at enhanced fossil fuel recovery operations.

SCHEDULE 7

Fuel combustion and flaring reporting requirements

1. This schedule applies to any person who operates a facility described in paragraph 1(b) of Schedule 3 of this notice.

2. Any person subject to this schedule and whose facility is classified under NAICS 221112 shall use section 2 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the total annual quantity, expressed in tonnes (t),

d) la méthode utilisée pour déterminer les quantités et les paramètres visés à l'article 2.

4. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la section 1 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer la quantité annuelle totale, exprimée en tonnes d'émissions fugitives de CO₂ provenant de sources suivantes :

- a) la capture du CO₂;
- b) le transport de CO₂;
- c) l'injection de CO₂ dans une installation de stockage géologique à long terme;
- d) l'injection de CO₂ dans une installation de récupération améliorée des combustibles fossiles;
- e) la méthode utilisée pour déterminer les quantités et les paramètres déclarés aux alinéas 4a), b), c) et d) ci-dessus.

5. Quiconque est visé par la présente annexe doit déclarer la quantité annuelle totale, exprimée en tonnes, de fuites en surface de CO₂ provenant de chaque site de stockage géologique à long terme et de l'installation améliorée de récupération des combustibles fossiles.

6. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la section 1 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer la quantité annuelle totale, exprimée en tonnes, des émissions d'évacuation de CO₂ provenant de sources suivantes :

- a) la capture du CO₂;
- b) le transport de CO₂;
- c) l'injection de CO₂ dans une installation de stockage géologique à long terme;
- d) l'injection de CO₂ dans une installation de récupération améliorée des combustibles fossiles.

ANNEXE 7

Exigences de déclaration relatives à la combustion de combustible et au torchage

1. La présente annexe s'applique à quiconque exploite une installation décrite à l'alinéa 1b) de l'annexe 3 du présent avis.

2. Quiconque est visé par la présente annexe et qui exploite une installation classée selon le code SCIAN 221112 doit utiliser la section 2 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer la

of CO₂, CH₄ and N₂O emissions, by fuel type and source, from

- (a) each electricity generating unit;
- (b) heat and steam generation;
- (c) all other stationary fuel combustion;
- (d) on-site transportation; and
- (e) flaring.

3. Any person subject to this schedule who is not subject to section 2 above shall use section 2 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the total annual quantity, expressed in tonnes (t), of CO₂, CH₄ and N₂O emissions, by fuel type and source, from

- (a) electricity generation;
- (b) heat and steam generation;
- (c) all other stationary fuel combustion;
- (d) on-site transportation; and
- (e) flaring.

4. Any person subject to this schedule shall report the methods used to quantify each greenhouse gas under section 2 and section 3 of this schedule, by fuel type and source.

5. Any person subject to this schedule who operates a facility with stacks monitored by CEMS may use the annual emissions data from CEMS to report the total emissions by CO₂, CH₄ and N₂O. The person shall report their fuel information by fuel type, in accordance with sections 6 and 7 below.

6. Any person subject to this schedule shall, for each fuel used under section 2 and section 3, report the

- (a) gaseous quantities, expressed in cubic metres (m³) or in megajoules (MJ);
- (b) solid quantities, expressed in tonnes (t), for coal by rank and by country, province and state; and
- (c) liquid quantities, expressed in kilolitres (kl) or in megajoules (MJ).

quantité annuelle totale d'émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O exprimée en tonnes (t), par type et source de combustible pour :

- a) chaque unité de production d'électricité;
- b) production de chaleur et de vapeur;
- c) toute autre combustion stationnaire de combustible;
- d) le transport sur le site;
- e) le torchage.

3. Quiconque est visé par la présente annexe et qui n'est pas assujéti à l'article 2 doit utiliser la section 2 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O exprimée en tonnes (t), par type et source de combustible pour :

- a) la production d'électricité;
- b) la production de chaleur et de vapeur;
- c) toute autre combustion stationnaire de combustible;
- d) le transport sur le site;
- e) le torchage.

4. Quiconque est visé par la présente annexe doit déclarer les méthodes utilisées pour quantifier les émissions de chaque gaz à effet de serre mentionnées aux articles 2 et 3 de la présente annexe, par type et par source.

5. Quiconque est visé par la présente annexe qui exploite une installation pourvue d'une ou de plusieurs cheminées surveillées par un SMECE peut utiliser les données annuelles du SMECE pour déclarer les quantités totales des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O. La personne doit déclarer les renseignements sur les combustibles par type de combustible conformément aux articles 6 et 7 ci-dessous.

6. Quiconque est visé par la présente annexe doit, pour chaque combustible visé par les articles 2 et 3, déclarer :

- a) les quantités de gaz, exprimées en mètres cubes (m³) ou en mégajoules (MJ);
- b) les quantités de solides, exprimées en tonnes (t) pour le charbon, par qualité et par pays, province ou état;
- c) les quantités de liquides, exprimées en kilolitres (kL) ou en mégajoules (MJ).

7. Any person subject to this schedule shall, for each fuel used under section 2 and section 3, report the annual measured and weighted

(a) higher heating value following Equation 2-26 in section 2 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements, expressed in megajoules (MJ) higher heating value per unit of fuel consumed for all methods, except when applying Equation 2-2, Equation 2-4, Equation 2-11, Equation 2-19 or Equation 2-21;

(b) carbon content following Equation 2-27 in section 2 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements, expressed in kilograms of carbon per unit of fuel consumed, when using CEMS or the variable fuels or flaring methods (except when applying Equation 2-9, Equation 2-11, Equation 2-20 and for fuels identified in Table 2-3);

(c) temperature, expressed in degrees Celsius (°C) and pressure, expressed in kilopascals (kPa), for gaseous quantities;

(d) moisture content, expressed as a percentage (%), for solid quantities; and

(e) CH₄ and N₂O emission factors, when using the facility-specific emission factors measured directly or provided by the fuel supplier or equipment manufacturers, expressed in grams per unit of fuel.

8. Any person subject to this schedule shall, for each fuel used under section 2 and section 3, report the default CO₂, CH₄ and N₂O emission factors, when using values presented in Table 2-1 to Table 2-11 and in Equation 2-20, Equation 2-22 and Equation 2-23 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements.

9. Any person subject to this schedule shall report, for each fuel, the combustion oxidation factor when applied and provide supporting documentation used in its derivation.

10. Any person subject to this schedule shall, for steam used to quantify emissions under section 2 and section 3 above, report the

(a) steam quantities expressed in tonnes (t);

(b) quantity and type of each biomass fuel combusted expressed in tonnes (t);

(c) CO₂, CH₄ and N₂O emission factors expressed in kilograms of CO₂, CH₄ and N₂O/megajoules (MJ) of

7. Quiconque est visé par la présente annexe doit, pour chaque combustible utilisé en vertu des articles 2 et 3, déclarer les quantités annuelles mesurées et pondérées suivantes :

a) le pouvoir calorifique supérieur, selon l'équation 2-26 de la section 2 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada, exprimé en mégajoules (MJ) de pouvoir calorifique supérieur par unité de combustible consommée pour toutes les méthodes, sauf quand les équations 2-2, 2-4, 2-11, 2-19 ou 2-21 s'appliquent;

b) la teneur en carbone, selon l'équation 2-27 de la section 2 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada, exprimée en kilogramme de carbone par unité de combustible consommé, si on utilise un SMECE ou les méthodes des combustibles de composition variable ou de torchage (sauf quand les équations 2-9, 2-11 ou 2-20 s'appliquent et pour les combustibles indiqués dans le tableau 2-3);

c) la température, exprimée en degrés Celsius (°C) et la pression, exprimée en kilopascals (kPa), pour les quantités de gaz;

d) la teneur en humidité, exprimée en pourcentage (%), pour les solides;

e) les facteurs d'émissions de CH₄ et de N₂O, quand on utilise les facteurs d'émission propres à l'installation, mesurés directement ou fournis par les fabricants de l'équipement ou le fournisseur du combustible, exprimés en gramme par unité de combustible.

8. Quiconque est visé par la présente annexe doit, pour chaque combustible utilisé en vertu des articles 2 et 3, déclarer les facteurs d'émissions par défaut de CO₂, de CH₄ et de N₂O, quand on utilise les valeurs indiquées dans les tableaux 2-1 à 2-11 et dans les équations 2-20, 2-22 et 2-23 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada.

9. Quiconque est visé par la présente annexe doit déclarer, pour chaque combustible, le facteur d'oxydation du combustible lorsqu'il est appliqué et fournir la documentation à l'appui utilisée pour son calcul.

10. Quiconque est visé par la présente annexe doit, pour la vapeur utilisée pour quantifier les émissions visées aux articles 2 et 3, déclarer :

a) la quantité de vapeur exprimée en tonnes (t);

b) la quantité et le type de chaque combustible extrait de la biomasse brûlé, exprimée en tonnes (t);

c) les facteurs d'émissions du CO₂, du CH₄ et du N₂O, exprimés en kilogrammes de CO₂, de CH₄ ou de

steam or kilograms of CO₂, CH₄ and N₂O /tonnes (t) of steam; and

(d) measured temperature, expressed in degrees Celsius (°C), the measured pressure expressed in kilopascals (kPa) and the ratio of the boiler's design rated heat input capacity to its design rated steam output capacity, expressed in megajoules (MJ)/tonnes of steam, if using the steam default emission factor method.

11. Any person subject to this schedule and whose facility is classified under NAICS 221112 shall report the annual quantities of

(a) gross electricity generated on-site by each electricity generating unit, expressed in megawatt hours (MWh);

(b) electricity sold off-site, expressed in megawatt hours (MWh);

(c) electricity lost on-site, expressed in megawatt hours (MWh); and

(d) electricity purchased, expressed in megawatt hours (MWh).

12. Any person subject to this schedule who is not subject to section 2 above shall report the annual quantities of

(a) gross electricity generated on-site, expressed in megawatt hours (MWh);

(b) electricity sold off-site, expressed in megawatt hours (MWh);

(c) electricity lost on-site, expressed in megawatt hours (MWh); and

(d) electricity purchased, expressed in megawatt hours (MWh).

13. Any person subject to this schedule shall, for heat and steam generation, report the annual quantities of

(a) gross steam and heat generated on-site, expressed in megajoules (MJ);

(b) gross steam and heat used to generate electricity on-site, expressed in megajoules (MJ);

(c) steam and heat sold off-site, expressed in megajoules (MJ);

(d) steam and heat purchased, expressed in megajoules (MJ); and

(e) steam or heat lost on-site, expressed in megajoules (MJ).

N₂O/mégajoules (MJ) de vapeur ou en kilogrammes de CO₂, de CH₄ ou de N₂O /tonnes (t) de vapeur;

d) la température mesurée, exprimée en degrés Celsius (°C), la pression mesurée, exprimée en kilopascals (kPa), et le rapport entre la capacité nominale d'apport de chaleur de la chaudière et la capacité nominale de production de vapeur exprimée en mégajoules (MJ)/tonnes de vapeur, si on utilise la méthode du facteur d'émission par défaut de vapeur.

11. Quiconque est visé par la présente annexe dont l'installation est classée sous le code SCIAN 221112 doit déclarer les quantités annuelles :

a) d'électricité brute produite sur place par chaque unité de production d'électricité, exprimée en mégawattheures (MWh);

b) d'électricité vendue hors site, exprimée en mégawattheures (MWh);

c) d'électricité perdue sur place, exprimée en mégawattheures (MWh);

d) d'électricité achetée, exprimée en mégawattheures (MWh).

12. Quiconque est visé par la présente annexe qui n'est pas assujéti à l'article 2 doit déclarer les quantités annuelles :

a) d'électricité brute produite sur place, exprimée en mégawattheures (MWh);

b) d'électricité vendue hors site, exprimée en mégawattheures (MWh);

c) d'électricité perdue sur place, exprimée en mégawattheures (MWh);

d) d'électricité achetée, exprimée en mégawattheures (MWh).

13. Quiconque est visé par la présente annexe doit, pour la production de chaleur et de vapeur, déclarer les quantités annuelles :

a) de vapeur et de chaleur brutes générées sur place, exprimées en mégajoules (MJ);

b) de vapeur et de chaleur brutes utilisées pour produire de l'électricité sur place, exprimées en mégajoules (MJ);

c) de vapeur et de chaleur vendues hors site, exprimées en mégajoules (MJ);

d) de vapeur et de chaleur achetées, exprimées en mégajoules (MJ);

14. Any person subject to section 11, section 12 and section 13 of this schedule shall use methods conforming to the *Weights and Measures Act* to measure the reported annual quantities purchased and sold.

15. Any person subject to this schedule shall submit documentation describing the methodology used, when

(a) developing equipment-specific on-site transportation emission factors, as directed in section 2.A.1a(3) or 2.B(3)(B) of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements;

(b) determining the mass of biomass combusted for premixed fuels containing biomass and fossil fuels, as directed in section 2.A.4 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements; or

(c) developing facility-specific CH₄ and N₂O emission factors, as directed in section 2.B(1) of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements.

16. Any person subject to this schedule, who obtains from a supplier or performs fuel sampling, analysis and consumption measurement, as outlined in section 2.D of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements, shall submit a fuel quantity, carbon content and higher heating value for all sampling and measurement periods.

17. Any person subject to this schedule is not required to report fuels and their associated emissions when the sum of CO₂, CH₄ and N₂O emissions (excluding CO₂ from biomass), in CO₂ eq., from the combustion of one or more of these fuels does not exceed 0.5% of the total facility GHG emissions from all fuels combusted (excluding CO₂ from biomass combustion).

SCHEDULE 8

Lime production reporting requirements

1. This schedule applies to any person who operates a facility described in subparagraph 1(b)(iii) of Schedule 3 of this notice. For fuel combustion and flaring emissions, the person shall report using Schedule 7 of this notice. For lime kilns at pulp and paper facilities, the person shall report using Schedule 17 of this notice.

e) de vapeur ou de chaleur perdues sur place, exprimées en mégajoules (MJ).

14. Quiconque est visé par les articles 11, 12 et 13 de la présente annexe doit utiliser des méthodes conformes à la *Loi sur les poids et mesures* pour mesurer les quantités annuelles achetées et vendues déclarées.

15. Quiconque est visé par la présente annexe doit soumettre des documents décrivant la méthode utilisée pour :

a) produire les facteurs d'émission liés au transport sur le site propres à l'équipement, tel qu'il est indiqué à la section 2.A.1a(3) ou 2.B(3)(B) des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada;

b) déterminer la masse de biomasse brûlée pour les combustibles prémélangés contenant des combustibles provenant de la biomasse et des combustibles fossiles, tel qu'il est indiqué à la section 2.A.4 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada;

c) produire des facteurs d'émission de CH₄ ou de N₂O propres à l'installation, tel qu'il est indiqué à la section 2.B(1) des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada.

16. Quiconque est visé par la présente annexe qui effectue l'échantillonnage, l'analyse et la mesure de la consommation de combustible, ou qui les obtient d'un fournisseur, comme indiqué à la section 2.D des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada, doit déclarer les quantités de combustible, la teneur en carbone et le pouvoir calorifique supérieur pour toutes les périodes d'échantillonnage et de mesure.

17. Quiconque est visé par la présente annexe n'est pas tenu de déclarer les combustibles et les émissions qui y sont associées si la somme des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O (excluant le CO₂ provenant de la biomasse), exprimée en eq. CO₂, provenant de la combustion d'un ou de plusieurs de ces combustibles ne dépasse pas 0,5 % des émissions totales de GES de l'installation provenant de tous les combustibles brûlés (excluant le CO₂ provenant de la combustion de biomasse).

ANNEXE 8

Exigences de déclaration pour la production de chaux

1. La présente annexe s'applique à quiconque exploite une installation décrite au sous-alinéa 1b)(iii) de l'annexe 3 du présent avis. Pour les émissions rejetées par la combustion de combustible et au torchage, la personne doit déclarer les émissions selon l'annexe 7 du présent avis. Pour les fours à chaux des usines de pâtes et papiers, la personne doit déclarer les émissions selon l'annexe 17 du présent avis.

2. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 3 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the

- (a) total annual quantity of CO₂ emissions from lime production, expressed in tonnes (t);
- (b) total monthly quantity of lime, by lime type, expressed in tonnes (t);
- (c) monthly plant-specific emission factor, by lime type, expressed in tonnes of CO₂/tonnes of lime;
- (d) monthly calcium oxide (CaO) content of lime, by lime type, expressed in tonnes of CaO/tonnes of lime;
- (e) monthly magnesium oxide (MgO) content of lime, by lime type, expressed in tonnes of MgO/tonnes of lime;
- (f) total quarterly quantity of calcined by-products/wastes, by by-product/waste type, expressed in tonnes (t);
- (g) quarterly plant-specific emission factor of calcined by-products/wastes, by calcined by-product/waste type, expressed in tonnes of CO₂/tonnes of by-product/waste;
- (h) quarterly weighted average calcium oxide (CaO) content of calcined by-products/wastes, by calcined by-product/waste type, expressed in tonnes of CaO/tonnes of by-product/waste; and
- (i) quarterly weighted average magnesium oxide (MgO) content of calcined by-products/wastes, by calcined by-product/waste type, expressed in tonnes of MgO/tonnes of by-product/waste.

3. Any person described in this schedule who operates a facility with stacks monitored by CEMS may use the annual emissions data from CEMS to report the emissions and production quantities under paragraphs 2(a), (b), and (f). This shall not include the emissions information specified for CEMS in Schedule 7 of this notice. The person shall indicate where CEMS is being used to calculate emissions.

2. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser les méthodes de quantification des gaz à effet de serre à la section 3 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer ce qui suit :

- a) la quantité annuelle totale des émissions de CO₂ associées à la production de chaux, exprimée en tonnes (t);
- b) la quantité mensuelle totale de chaux, par type de chaux, exprimée en tonnes (t);
- c) le coefficient d'émission mensuel propre à l'usine, par type de chaux, exprimé en tonnes de CO₂/tonnes de chaux;
- d) la teneur mensuelle en oxyde de calcium (CaO) de la chaux, par type de chaux, exprimée en tonnes de CaO/tonnes de chaux;
- e) la teneur mensuelle en oxyde de magnésium (MgO) de chaux, par type de chaux, exprimée en tonnes de MgO/tonnes de chaux;
- f) la quantité trimestrielle totale de sous-produits/déchets calcinés, par type de sous-produit/déchet, exprimée en tonnes (t);
- g) le coefficient d'émission trimestriel propre à l'usine pour les sous-produits/déchets calcinés, par type de sous-produit/déchet calciné, exprimé en tonnes de CO₂/tonnes de sous-produits/déchets;
- h) la teneur moyenne pondérée trimestrielle en oxyde de calcium (CaO) des sous-produits/déchets calcinés, par type de sous-produit/déchet calciné, exprimée en tonnes de CaO/tonnes de sous-produits/déchets;
- i) la teneur moyenne pondérée trimestrielle en oxyde de magnésium (MgO) des sous-produits/déchets calcinés, par type de sous-produit/déchet calciné, exprimée en tonnes de MgO/tonnes de sous-produits/déchets.

3. Quiconque est visé par la présente annexe et qui exploite une installation pourvue d'une ou de plusieurs cheminées surveillées par un SMECE peut utiliser les données d'émissions annuelles du SMECE pour déclarer les renseignements sur les émissions et la production conformément aux alinéas 2a), b) et f). Ces informations sur les émissions ne doivent pas comprendre les informations sur les émissions spécifiées pour le SMECE à l'annexe 7 du présent avis. La personne doit indiquer où l'on utilise un SMECE pour calculer les émissions.

SCHEDULE 9**Cement production reporting requirements**

1. This schedule applies to any person who operates a facility described in subparagraph 1(b)(iv) of Schedule 3 of this notice. For fuel combustion and flaring emissions, the person shall report using Schedule 7 of this notice.

2. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 4 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the

- (a) total annual quantity of CO₂ emissions from clinker production, expressed in tonnes (t);
- (b) total monthly quantity of clinker, expressed in tonnes (t);
- (c) monthly plant-specific emission factor of clinker, expressed in tonnes of CO₂/tonnes of clinker;
- (d) monthly calcium oxide (CaO) content of clinker, expressed in tonnes of CaO/tonnes of clinker;
- (e) monthly magnesium oxide (MgO) content of clinker, expressed in tonnes of MgO/tonnes of clinker;
- (f) monthly non-calcined calcium oxide (CaO) content of clinker, expressed in tonnes of CaO/tonnes of clinker;
- (g) monthly non-calcined magnesium oxide (MgO) content of clinker, expressed in tonnes of MgO/tonnes of clinker;
- (h) monthly quantity of non-carbonate raw materials entering the kiln, expressed in tonnes (t);
- (i) total annual quantity of CO₂ emissions from organic carbon oxidation, expressed in tonnes (t);
- (j) total annual quantity of raw material consumption, expressed in tonnes (t);
- (k) annual weighted average carbon content in raw material consumption, expressed in tonnes of C/tonnes of raw material consumption;
- (l) total annual quantity of CO₂ emissions from cement kiln dust (CKD) not recycled back to the kiln, expressed in tonnes (t);
- (m) total quarterly quantity of CKD not recycled back to the kiln, expressed in tonnes (t);

ANNEXE 9**Exigences de déclaration pour la production de ciment**

1. La présente annexe s'applique à quiconque exploite une installation décrite au sous-alinéa 1b)(iv) de l'annexe 3 du présent avis. Pour les émissions dues à la combustion de combustible et au torchage, la personne doit déclarer les émissions selon l'annexe 7 du présent avis.

2. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser les méthodes de quantification des gaz à effet de serre à la section 4 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer ce qui suit :

- a) la quantité annuelle totale des émissions de CO₂ dues à la production de clinker, exprimée en tonnes (t);
- b) la quantité mensuelle totale de clinker, exprimée en tonnes (t);
- c) le coefficient d'émission mensuel du clinker, propre à l'usine, exprimé en tonnes de CO₂/tonnes de clinker;
- d) la teneur mensuelle en oxyde de calcium (CaO) du clinker, exprimée en tonnes de CaO/tonnes de clinker;
- e) la teneur mensuelle en oxyde de magnésium (MgO) du clinker, exprimée en tonnes de MgO/tonnes de clinker;
- f) la teneur mensuelle en oxyde de calcium (CaO) non calciné du clinker, exprimée en tonnes de CaO/tonnes de clinker;
- g) la teneur mensuelle en oxyde de magnésium (MgO) non calciné du clinker, exprimée en tonnes de MgO/tonnes de clinker;
- h) la quantité mensuelle de matières premières non carbonatées entrant dans le four, exprimée en tonnes (t);
- i) la quantité annuelle totale des émissions de CO₂ résultant de l'oxydation du carbone organique, exprimée en tonnes (t);
- j) la quantité annuelle totale de matières premières consommées, exprimée en tonnes (t);
- k) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des matières premières consommées, exprimée en tonnes de C/tonnes de matières premières consommées;
- l) la quantité annuelle totale des émissions de CO₂ dues aux poussières de four de cimenterie (PFC) non recyclées au four, exprimée en tonnes (t);

(n) quarterly plant-specific emission factor of CKD not recycled back to the kiln, expressed in tonnes of CO₂/tonnes of CKD.

(o) quarterly calcium oxide (CaO) content of CKD not recycled back to the kiln, expressed in tonnes of CaO/tonnes of CKD;

(p) quarterly magnesium oxide (MgO) content of CKD not recycled back to the kiln, expressed in tonnes of MgO/tonnes of CKD;

(q) quarterly non-calcined calcium oxide (CaO) content of CKD not recycled back to the kiln, expressed in tonnes of CaO/tonnes of CKD; and

(r) quarterly non-calcined magnesium oxide (MgO) content of CKD not recycled back to the kiln, expressed in tonnes of MgO/tonnes of CKD.

3. Any person subject to this schedule who operates a facility with stacks monitored by CEMS may use the annual emissions data from CEMS to report the emissions and production information under paragraphs 2(a), (b), (h), (i), (l) and (m). This shall not include the emissions information specified for CEMS in Schedule 7 of this notice. The person shall indicate where CEMS is being used to calculate emissions.

SCHEDULE 10

Aluminium production reporting requirements

1. This schedule applies to any person who operates a facility described in subparagraph 1(b)(v) of Schedule 3 of this notice. For fuel combustion and flaring emissions, the person shall report using Schedule 7 of this notice.

2. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 5.A.1 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the

(a) total annual quantity of CO₂ emissions from pre-baked anode consumption, expressed in tonnes (t);

(b) annual anode consumption, expressed in tonnes of anodes/tonnes of liquid aluminium production;

(c) annual sulphur content of prebaked anodes, expressed in kilograms of S/kilograms of prebaked anodes; and

m) la quantité trimestrielle totale de PFC non recyclées dans le four, exprimée en tonnes (t);

n) le coefficient d'émission trimestriel propre à l'usine pour les PFC non recyclées dans le four, exprimé en tonnes de CO₂/tonnes de PFC;

o) la teneur trimestrielle en oxyde de calcium (CaO) des PFC non recyclées dans le four, exprimée en tonnes de CaO/tonnes de PFC;

p) la teneur trimestrielle en oxyde de magnésium (MgO) des PFC non recyclées dans le four, exprimée en tonnes de MgO/tonnes de PFC;

q) la teneur trimestrielle en oxyde de calcium (CaO) non calciné des PFC non recyclées dans le four, exprimée en tonnes de CaO/tonnes de PFC;

r) la teneur trimestrielle en oxyde de magnésium (MgO) non calciné des PFC non recyclées dans le four, exprimée en tonnes de MgO/tonnes de PFC.

3. Quiconque est visé par la présente annexe et qui exploite une installation pourvue d'une ou de plusieurs cheminées surveillées par un SMECE peut utiliser les données d'émissions annuelles du SMECE pour déclarer les renseignements sur les émissions et la production conformément aux alinéas 2a), b), h), i), l) et m). Ces informations sur les émissions ne doivent pas comprendre les informations sur les émissions spécifiées pour le SMECE à l'annexe 7 du présent avis. La personne doit indiquer où l'on utilise un SMECE pour calculer les émissions.

ANNEXE 10

Exigences de déclaration pour la production d'aluminium

1. La présente annexe s'applique à quiconque exploite une installation décrite au sous-alinéa 1b)(v) de l'annexe 3 du présent avis. Pour les émissions dues à la combustion de combustible et au torchage, la personne doit déclarer les émissions selon l'annexe 7 du présent avis.

2. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre décrites à la section 5.A.1 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer ce qui suit :

a) la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂ provenant de la consommation d'anodes précurées, exprimée en tonnes (t);

b) la consommation annuelle d'anodes, exprimée en tonnes d'anodes/tonnes d'aluminium liquide produit;

(d) annual ash content of prebaked anodes, expressed in kilograms of ash/kilograms of prebaked anodes.

3. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 5.A.2 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the

(a) total annual quantity of CO₂ emissions from anode consumption from Søderberg electrolysis cells, expressed in tonnes (t);

(b) total annual quantity of CSM emissions, expressed in tonnes, or the International Aluminium Institute factor used, expressed in kilograms of CSM/tonnes of liquid aluminium;

(c) total annual anode paste consumption, expressed in tonnes of paste/tonnes of liquid aluminium;

(d) annual average content of pitch or other binding agent in paste, expressed in kilograms of pitch or other binding agent/kilograms of paste;

(e) annual sulphur content in pitch or other binding agent, expressed in kilograms of S/kilograms of pitch or other binding agent;

(f) annual ash content in pitch or other binding agent, expressed in kilograms of ash/kilograms of pitch or other binding agent;

(g) annual hydrogen content in pitch or other binding agent, expressed in kilograms of H₂/kilograms of pitch or other binding agent, or the International Aluminium Institute factor used;

(h) annual sulphur content in calcinated coke, expressed in kilograms of S/kilograms of calcinated coke;

(i) annual ash content in calcinated coke, expressed in kilograms of ash/kilograms of calcinated coke; and

(j) annual carbon content in dust from Søderberg electrolysis cells, expressed in kilograms of C/kilograms of liquid aluminium, or a value of 0.

c) la teneur annuelle en soufre des anodes précuites, exprimée en kilogrammes de S/kilogrammes d'anodes précuites;

d) la teneur annuelle en cendres des anodes précuites, exprimée en kilogrammes de cendres/kilogrammes d'anodes précuites.

3. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre décrites à la section 5.A.2 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer ce qui suit :

a) la quantité annuelle totale des émissions de CO₂ résultant de la consommation d'anodes provenant des cellules d'électrolyse de Søderberg, exprimée en tonnes (t);

b) la quantité annuelle totale d'émissions de MSC, exprimée en tonnes ou le coefficient utilisé par l'Institut international de l'aluminium, exprimé en kilogrammes de MSC/tonnes d'aluminium liquide;

c) la consommation annuelle totale de pâte anodique, exprimée en tonnes de pâte/tonnes d'aluminium liquide;

d) la teneur annuelle moyenne en brai ou en autre agent liant dans la pâte, exprimée en kilogrammes de brai ou d'un autre agent liant/kilogrammes de pâte;

e) la teneur annuelle en soufre du brai ou d'un autre agent liant, exprimée en kilogrammes de S/kilogrammes de brai ou d'un autre agent liant;

f) la teneur annuelle en cendres du brai ou d'un autre agent liant, exprimée en kilogrammes de cendre/kilogrammes de brai ou d'un autre agent liant;

g) la teneur annuelle en hydrogène du brai ou d'un autre agent liant, exprimée en kilogrammes de H₂/kilogrammes de brai ou d'un autre agent liant ou le coefficient utilisé par l'Institut international de l'aluminium;

h) la teneur annuelle en soufre du coke calciné, exprimée en kilogrammes de S/kilogrammes de coke calciné;

i) la teneur annuelle en cendres du coke calciné, exprimée en kilogrammes de cendres/kilogrammes de coke calciné;

j) la teneur annuelle en carbone des poussières provenant des cellules d'électrolyse de Søderberg, exprimée en kilogrammes de C/kilogrammes d'aluminium liquide ou une valeur de 0.

4. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 5.A.3 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the total annual quantity of CO₂ emissions from anode and cathode baking, expressed in tonnes (t).

5. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 5.A.4 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the

- (a) total annual quantity of CO₂ emissions from packing material consumption, expressed in tonnes (t);
- (b) annual packing material consumption, expressed in tonnes of packing material/tonnes of baked anodes or cathodes;
- (c) total annual quantity of baked anodes and cathodes removed from furnace, expressed in tonnes (t);
- (d) annual weighted average ash content of packing material, expressed in kilograms of ash/kilograms of packing material; and
- (e) annual weighted average sulphur content of packing material, expressed in kilograms of S/kilograms of packing material.

6. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 5.A.5 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the

- (a) total annual quantity of CO₂ emissions from coking of pitch or other binding agent, expressed in tonnes (t);
- (b) total annual quantity of green anodes or cathodes put into furnace, expressed in tonnes (t);
- (c) total annual quantity of baked anodes or cathodes removed from furnace, expressed in tonnes (t);
- (d) annual weighted average hydrogen content of pitch or other binding agent, or the International Aluminium Institute factor used, expressed in kilograms of H₂/kilograms of pitch or other binding agent;
- (e) annual weighted average pitch content of green anodes or cathodes, expressed in kilograms of pitch or other binding agent/kilograms of anodes or cathodes; and
- (f) total annual quantity of recovered tar, expressed in tonnes (t).

4. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre décrites à la section 5.A.3 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer la quantité annuelle totale des émissions de CO₂ dues à la cuisson des anodes et des cathodes, exprimée en tonnes (t).

5. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre décrites à la section 5.A.4 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer ce qui suit :

- a) la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂ résultant de la consommation de matériaux d'emballage, exprimée en tonnes (t);
- b) la consommation annuelle de matériaux d'emballage, exprimée en tonnes de matériaux d'emballage/tonnes d'anodes ou de cathodes cuites;
- c) la quantité annuelle totale d'anodes et de cathodes cuites retirées du four, exprimée en tonnes (t);
- d) la teneur moyenne annuelle pondérée en cendres des matériaux d'emballage, exprimée en kilogrammes de cendres/kilogrammes de matériaux d'emballage;
- e) la teneur moyenne annuelle pondérée en soufre des matériaux d'emballage, exprimée en kilogrammes de S/kilogrammes de matériaux d'emballage.

6. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre décrites à la section 5.A.5 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer ce qui suit :

- a) la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂ résultant de la cokéfaction du brai ou d'un autre agent liant, exprimée en tonnes (t);
- b) la quantité annuelle totale d'anodes ou de cathodes crues placées dans le four, exprimée en tonnes (t);
- c) la quantité annuelle totale d'anodes ou de cathodes cuites retirées du four, exprimée en tonnes (t);
- d) la teneur moyenne annuelle pondérée en hydrogène du brai ou d'un autre agent liant, ou coefficient utilisé par l'Institut international de l'aluminium, exprimé en kilogrammes de H₂/kilogrammes de brai ou d'un autre agent liant;
- e) la teneur moyenne annuelle pondérée en brai des anodes ou cathodes crues, exprimée en kilogrammes de brai ou d'un autre agent liant/kilogrammes d'anodes ou de cathodes;

7. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 5.A.6 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the

- (a) total annual quantity of CO₂ emissions from green coke calcination, expressed in tonnes (t);
- (b) total annual quantity of CO₂ emissions from coke dust, expressed in tonnes (t);
- (c) total annual quantity of green coke consumption, expressed in tonnes (t);
- (d) total annual quantity of calcinated coke production, expressed in tonnes (t);
- (e) total annual quantity of under-calcinated coke production, expressed in tonnes (t);
- (f) annual water content in green coke, expressed in kilograms of H₂O/kilograms of green coke;
- (g) annual volatile materials content in green coke, expressed in kilograms of volatile materials/kilograms of green coke;
- (h) annual sulphur content in green coke, expressed in kilograms of S/kilograms of green coke; and
- (i) annual sulphur content in calcinated coke, expressed in kilograms of S/kilograms of calcinated coke.

8. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 5.A.7 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the

- (a) total annual quantity of CF₄ emissions from anode effects, expressed in tonnes (t);
- (b) annual slope, if using the slope method, by a series of pots, expressed in tonnes of CF₄/tonnes of liquid aluminium/anode effect minute/pot-day/year;
- (c) annual anode effect duration, if using the slope method, expressed in anode effect minutes/pot-day calculated per year and obtained by multiplying the anode effects frequency, in number of anode effects per pot-day, by the average duration of anode effects in minutes;

f) la quantité annuelle totale de goudron récupéré, exprimée en tonnes (t).

7. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre décrites à la section 5.A.6 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer ce qui suit :

- a) la quantité annuelle totale des émissions de CO₂ résultant de la calcination du coke vert, exprimée en tonnes (t);
- b) la quantité annuelle totale des émissions de CO₂ résultant de la poussière de coke, exprimée en tonnes (t);
- c) la quantité annuelle totale de coke vert consommé, exprimée en tonnes (t);
- d) la quantité annuelle totale de coke calciné produit, exprimée en tonnes (t);
- e) la quantité annuelle totale de coke sous-calciné produit, exprimée en tonnes (t);
- f) la teneur annuelle en eau du coke vert, exprimée en kilogrammes de H₂O/kilogrammes de coke vert;
- g) la teneur annuelle en matières volatiles du coke vert, exprimée en kilogrammes de matières volatiles/kilogrammes de coke vert;
- h) la teneur annuelle en soufre du coke vert, exprimée en kilogrammes de S/kilogrammes de coke vert;
- i) la teneur annuelle en soufre du coke calciné, exprimée en kilogrammes de S/kilogrammes de coke calciné.

8. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser les méthodes de quantification des gaz à effet de serre décrites à la section 5.A.7 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer ce qui suit :

- a) la quantité annuelle totale des émissions de CF₄ dues aux effets d'anode, exprimée en tonnes (t);
- b) la pente annuelle, si on utilise la méthode de la pente, obtenue par une série de pots, exprimée en tonnes de CF₄/tonnes d'aluminium liquide/minute d'effet d'anode/cellule-jour/année;
- c) la durée annuelle des effets d'anode, en utilisant la méthode de la pente, exprimée en minutes d'effet d'anode/cellule-jour calculée par an et obtenue en multipliant la fréquence des effets d'anode, en nombre d'effets d'anode par cellule-jour, par la durée moyenne des effets d'anode en minutes;

(d) overvoltage coefficient, if using the overvoltage coefficient method, expressed in tonnes of CF₄/tonnes of liquid aluminium/millivolt;

(e) annual anode effect overvoltages, if using the overvoltage coefficient method, expressed in millivolts/pot;

(f) current efficiency of the aluminium production process, if using the overvoltage coefficient method, expressed as a fraction; and

(g) method used to determine the quantities reported under paragraph (a).

9. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 5.A.7 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the

(a) total annual quantity of C₂F₆ emissions, expressed in tonnes (t); and

(b) weight fraction of C₂F₆ to CF₄ or selected from Table 5-2, expressed in kilograms of C₂F₆/kilograms of CF₄.

10. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 5.A.8 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the total annual quantity of emissions from SF₆ used as a cover gas, expressed in tonnes (t).

11. Any person subject to this schedule shall report the total annual quantity of liquid aluminium production, expressed in tonnes (t).

12. Any person subject to this schedule who operates a facility with stacks monitored by CEMS may use the annual emissions data from CEMS to report the emissions under sections 2 to 7 of this schedule. This shall not include the emissions information specified for CEMS in Schedule 7 of this notice. The person shall indicate where CEMS is being used to calculate emissions.

SCHEDULE 11

Iron and steel production reporting requirements

1. This schedule applies to any person who operates a facility described in subparagraph 1(b)(vi) of Schedule 3 of this notice. For fuel combustion and flaring emissions, the person shall report using Schedule 7 of this notice.

d) le coefficient de surtension, en utilisant la méthode du coefficient de surtension, exprimé en tonnes de CF₄/tonnes d'aluminium liquide/millivolt;

e) les surtensions annuelles dues aux effets d'anode, si on utilise la méthode du coefficient de surtension, exprimée en millivolts/cellule;

f) le rendement du courant dans le procédé de production de l'aluminium, en utilisant la méthode du coefficient de surtension, exprimée sous forme de fraction;

g) la méthode utilisée pour déterminer les quantités déclarées en vertu de l'alinéa a).

9. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser les méthodes de quantification des gaz à effet de serre décrites à la section 5.A.7 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer ce qui suit :

a) la quantité annuelle totale de C₂F₆, exprimée en tonnes (t);

b) la fraction pondérale du C₂F₆ sur le CF₄ ou choisie dans le tableau 5-2, exprimée en kilogrammes de C₂F₆/kilogrammes de CF₄.

10. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser les méthodes de quantification des gaz à effet de serre décrites à la section 5.A.8 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer la quantité annuelle totale des émissions de SF₆ utilisé comme gaz de couverture, exprimée en tonnes (t).

11. Quiconque est visé par la présente annexe doit déclarer la quantité annuelle totale d'aluminium liquide produit, exprimée en tonnes (t).

12. Quiconque est visé par la présente annexe et qui exploite une installation avec des cheminées surveillées par un SMECE peut utiliser les données annuelles du SMECE pour déclarer les informations sur les émissions visées aux articles 2 à 7 de la présente annexe. Ces informations sur les émissions ne doivent pas comprendre les informations sur les émissions spécifiées pour le SMECE à l'annexe 7 du présent avis. La personne doit indiquer où l'on utilise un SMECE pour calculer les émissions.

ANNEXE 11

Exigences de déclaration pour la production de fer et d'acier

1. La présente annexe s'applique à quiconque exploite une installation décrite au sous-alinéa 1b)(vi) de l'annexe 3 du présent avis. Pour les émissions dues à la combustion de combustible et le torchage, la personne doit déclarer les émissions selon l'annexe 7 du présent avis.

2. Any person subject to this schedule shall report the

- (a) total annual quantity of biomass consumed, by biomass type, expressed in tonnes (t); and
- (b) type of use for biomass (such as flux material, reducing agent).

3. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 6.A.1 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements for an induration furnace to report the

- (a) total annual quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes (t);
- (b) total annual quantity of green pellets consumption, expressed in tonnes, if using equation 6-1;
- (c) annual weighted average carbon content of green pellets consumption, expressed in tonnes of C/tonnes of green pellets, if using equation 6-1;
- (d) total annual quantity of additive material consumption, by material type, expressed in tonnes, if using equation 6-2;
- (e) annual weighted average carbon content of additive material consumption, expressed in tonnes of C/tonnes of additive material, if using equation 6-2;
- (f) total annual quantity of iron ore concentrate fed to the furnace, expressed in tonnes, if using equation 6-2;
- (g) annual weighted average carbon content of iron ore concentrate fed to the furnace, expressed in tonnes of C/tonnes of iron ore concentrate;
- (h) total annual quantity of fired pellet production, expressed in tonnes (t);
- (i) annual weighted average carbon content of fired pellet production, expressed in tonnes of C/tonnes of fired pellets;
- (j) annual quantity of air pollution control residue collected, expressed in tonnes (t);
- (k) annual weighted average carbon content of air pollution control residue collected, expressed in tonnes of C/tonnes of residue; and
- (l) method used to determine the quantities under paragraph (a) above.

2. Quiconque est visé par cette annexe doit déclarer ce qui suit :

- a) la quantité totale de biomasse consommée, par type de biomasse, exprimée en tonnes (t);
- b) le type d'utilisation de la biomasse (matière fondante ou agent réducteur).

3. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser les méthodes de quantification des gaz à effet de serre décrites à la section 6.A.1 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada concernant un four à induration pour déclarer ce qui suit :

- a) la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂, exprimée en tonnes (t);
- b) la quantité annuelle totale des boulettes vertes consommées, exprimée en tonnes, si on utilise l'équation 6-1;
- c) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des boulettes vertes consommées, exprimée en tonnes de C/tonnes de boulettes vertes, si on utilise l'équation 6-1;
- d) la quantité annuelle totale d'additifs consommés, par type de matériau, exprimée en tonnes, si on utilise l'équation 6-2;
- e) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des additifs consommés, exprimée en tonnes de C/tonnes d'additif, si on utilise l'équation 6-2;
- f) la quantité annuelle totale de concentré de minerai de fer introduit dans le four, exprimée en tonnes, si on utilise l'équation 6-2;
- g) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone du concentré de minerai de fer introduit dans le four, exprimée en tonnes de C/tonnes de concentré de minerai de fer;
- h) la quantité annuelle totale de la production de boulettes cuites, exprimée en tonnes (t);
- i) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone de la production de boulettes cuites, exprimée en tonnes de C/tonnes de boulettes cuites;
- j) la quantité annuelle de résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique, exprimée en tonnes (t);
- k) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique, exprimée en tonnes de C/tonnes de résidus;

4. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 6.A.2 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements for a basic oxygen furnace to report the

- (a) total annual quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes (t);
- (b) total annual quantity of molten iron charged to the furnace, expressed in tonnes (t);
- (c) annual weighted average carbon content of molten iron charged to the furnace, expressed in tonnes of C/tonnes of molten iron;
- (d) total annual quantity of ferrous scrap charged to the furnace, expressed in tonnes (t);
- (e) annual weighted average carbon content of ferrous scrap charged to the furnace, expressed in tonnes of C/tonnes of ferrous scrap;
- (f) total annual quantity of carbonaceous material consumption, by material type, expressed in tonnes (t);
- (g) annual weighted average carbon content of non-biomass carbonaceous material consumption, by material type, expressed in tonnes of C/tonnes of carbonaceous material;
- (h) total annual quantity of non-biomass flux material charged to the furnace, by material type, expressed in tonnes (t);
- (i) annual weighted average carbon content of non-biomass flux material charged to the furnace, expressed in tonnes of C/tonnes of flux;
- (j) total annual quantity of molten raw steel production, expressed in tonnes (t);
- (k) annual weighted average carbon content of molten raw steel production, expressed in tonnes of C/tonnes of molten raw steel;
- (l) total annual quantity of slag production, expressed in tonnes (t);
- (m) annual weighted average carbon content of slag production, expressed in tonnes of C/tonnes of slag;
- (n) total annual quantity of furnace gas transferred off-site, expressed in tonnes (t);
- (o) annual weighted average carbon content of furnace gas transferred off-site, expressed in tonnes of C/tonnes of furnace gas transferred;

l) la méthode utilisée pour déterminer les quantités en vertu de l'alinéa a) ci-dessus.

4. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser les méthodes de quantification des gaz à effet de serre décrites à la section 6.A.2 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada concernant un convertisseur basique à oxygène pour déclarer ce qui suit :

- a) la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂, exprimée en tonnes (t);
- b) la quantité annuelle totale de fer fondu chargée dans le four, exprimée en tonnes (t);
- c) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone du fer fondu chargé dans le four, exprimée en tonnes de C/tonnes de fer fondu;
- d) la quantité annuelle totale de ferrailles chargée dans le four, exprimée en tonnes (t);
- e) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des ferrailles chargées dans le four, exprimée en tonnes de C/tonnes de ferrailles;
- f) la quantité annuelle totale de matières carbonées consommées, par type de matériau, exprimée en tonnes (t);
- g) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone non issu de la biomasse des matières carbonées consommées, par type de matériau, exprimée en tonnes de C/tonnes de matières carbonées;
- h) la quantité annuelle totale non issue de la biomasse des matières fondantes chargées dans le four, par type de matériau, exprimée en tonnes (t);
- i) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone non issu de la biomasse des matières fondantes chargées dans le four, exprimée en tonnes de C/tonnes de fondant;
- j) la quantité annuelle totale d'acier brut fondu produit, exprimée en tonnes (t);
- k) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone de l'acier brut fondu produit, exprimée en tonnes de C/tonnes d'acier brut fondu;
- l) la quantité annuelle totale de laitier produit, exprimée en tonnes (t);
- m) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone du laitier produit, exprimée en tonnes de C/tonnes de laitier;

(p) total annual quantity of air pollution control residue collected, expressed in tonnes (t); and

(q) annual weighted average carbon content of air pollution control residue collected, expressed in tonnes of C/tonnes of residue.

5. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 6.A.3 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements for coke oven battery to report the

(a) total annual quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes (t);

(b) total annual quantity of coking coal charged to battery, expressed in tonnes (t);

(c) annual weighted average carbon content of non-biomass coking coal charged to battery, expressed in tonnes of C/tonnes of coking coal;

(d) total annual quantity of non-biomass carbonaceous material consumption, other than coking coal charged to battery, by material type, expressed in tonnes (t);

(e) annual weighted average carbon content of non-biomass carbonaceous material consumption, other than coking coal charged to battery, by material type, expressed in tonnes of C/tonnes of carbonaceous material;

(f) total annual quantity of coke produced, expressed in tonnes (t);

(g) annual weighted average carbon content of coke produced, expressed in tonnes of C/tonnes of coke;

(h) total annual quantity of coke oven gas transferred off-site, expressed in tonnes (t);

(i) annual weighted average carbon content of coke oven gas transferred off-site, expressed in tonnes of C/tonnes of coke oven gas;

(j) total annual quantity of by-product from coke oven battery, expressed in tonnes (t);

(k) annual weighted average carbon content of non-biomass by-product from coke oven battery, expressed in tonnes of C/tonnes of by-product;

n) la quantité annuelle totale de gaz de four transférée hors site, exprimée en tonnes (t);

o) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des gaz de four transférés hors site, exprimée en tonnes de C/tonnes de gaz de four transféré;

p) la quantité annuelle totale de résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique, exprimée en tonnes (t);

q) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique, exprimée en tonnes de C/tonnes de résidus.

5. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser les méthodes de quantification des gaz à effet de serre décrites à la section 6.A.3 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada concernant une batterie de fours à coke pour déclarer ce qui suit :

a) la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂, exprimée en tonnes (t);

b) la quantité annuelle totale d'émissions de charbon cokéfiabie introduit dans la batterie, exprimée en tonnes (t);

c) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone non issu de la biomasse du charbon cokéfiabie introduit dans la batterie, exprimée en tonnes de C/tonnes de charbon à coke;

d) la quantité annuelle totale non issue de la biomasse des matières carbonées consommées, autre que le charbon cokéfiabie introduit dans la batterie, par type de matériau, exprimée en tonnes (t);

e) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone non issu de la biomasse des matières carbonées consommées, autre que le charbon cokéfiabie introduit dans la batterie, par type de matériau, exprimée en tonnes de C/tonnes de matières carbonées;

f) la quantité annuelle totale d'émissions résultant de coke produit, exprimée en tonnes (t);

g) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone de coke produit, exprimée en tonnes de C/tonnes de coke;

h) la quantité annuelle totale d'émissions résultant du gaz de cokerie produit, transférée hors site, exprimée en tonnes (t);

i) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone du gaz de cokerie produit transférée hors site, exprimée en tonnes de C/tonnes de gaz de cokerie;

(l) total annual quantity of air pollution control residue collected, expressed in tonnes (t); and

(m) annual weighted average carbon content of air pollution control residue collected, expressed in tonnes of C/tonnes of residue.

6. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 6.A.4 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements for sinter production to report the

(a) total annual quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes (t);

(b) total annual quantity of non-biomass carbonaceous material consumption, by material type, expressed in tonnes (t);

(c) annual weighted average carbon content of non-biomass carbonaceous material consumption, by material type, expressed in tonnes of C/tonnes of carbonaceous material;

(d) total annual quantity of sinter feed material, expressed in tonnes (t);

(e) annual weighted average carbon content of sinter feed material, expressed in tonnes of C/tonnes of sinter feed;

(f) total annual quantity of sinter production, expressed in tonnes (t);

(g) annual weighted average carbon content of sinter production, expressed in tonnes of C/tonnes of sinter production;

(h) total annual quantity air pollution control residue collected, expressed in tonnes (t); and

(i) annual weighted average carbon content of air pollution control residue collected, expressed in tonnes of C/tonnes of residue.

j) la quantité annuelle totale de sous-produits de batteries de fours à coke, exprimée en tonnes (t);

k) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone non issu de la biomasse des sous-produits de batteries de fours à coke, exprimée en tonnes de C/tonnes de sous-produits;

l) la quantité annuelle totale de résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique, exprimée en tonnes (t);

m) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique, exprimée en tonnes de C/tonnes de résidus.

6. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser les méthodes de quantification des gaz à effet de serre décrites à la section 6.A.4 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada concernant la production de matières frittées pour déclarer ce qui suit :

a) la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂, exprimée en tonnes (t);

b) la quantité annuelle totale non issue de la biomasse des matières carbonées consommées, par type de matériau, exprimée en tonnes (t);

c) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone non issu de la biomasse des matières carbonées consommées, par type de matériau, exprimée en tonnes de C/tonnes de matières carbonées;

d) la quantité annuelle totale de matières premières pour la production de matières frittées, exprimée en tonnes (t);

e) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des matières premières pour la production de matières frittées, exprimée en tonnes de C/tonnes de matières premières pour la production de matières frittées;

f) la quantité annuelle totale de matières frittées produites, exprimée en tonnes (t);

g) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des matières frittées produites, exprimée en tonnes de C/tonnes de matières premières produites;

h) la quantité annuelle totale de résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique, exprimée en tonnes (t);

i) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique, exprimée en tonnes de C/tonnes de résidus.

7. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 6.A.5 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements for an electric arc furnace to report the

- (a) total annual quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes (t);
- (b) total annual quantity of direct reduced iron charged to furnace, expressed in tonnes (t);
- (c) annual weighted average carbon content of direct reduced iron charged to furnace, expressed in tonnes of C/tonnes of direct reduced iron;
- (d) total annual quantity of ferrous scrap charged to furnace, expressed in tonnes (t);
- (e) annual weighted average carbon content of ferrous scrap charged to furnace, expressed in tonnes of C/tonnes of ferrous scrap;
- (f) total annual quantity of carbonaceous material consumption, by material type, expressed in tonnes (t);
- (g) annual weighted average carbon content of non-biomass carbonaceous material consumption, by material type, expressed in tonnes of C/tonnes of carbonaceous material;
- (h) total annual quantity of carbon electrode consumption, expressed in tonnes (t);
- (i) annual weighted average carbon content of non-biomass carbon electrode consumption, expressed in tonnes of C/tonnes of carbon electrode;
- (j) total annual quantity of flux material charged to the furnace, by material type, expressed in tonnes (t);
- (k) annual weighted average carbon content of non-biomass flux material charged to the furnace, expressed in tonnes of C/tonnes of flux;
- (l) total annual quantity of molten raw steel production, expressed in tonnes (t);
- (m) annual weighted average carbon content of molten raw steel production, expressed in tonnes of C/tonnes of molten raw steel;
- (n) total annual quantity of slag production, expressed in tonnes (t);
- (o) annual weighted average carbon content of slag production, expressed in tonnes of C/tonnes of slag;
- (p) total annual quantity air pollution control residue collected, expressed in tonnes (t); and

7. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser les méthodes de quantification des gaz à effet de serre décrites à la section 6.A.5 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada concernant un four électrique à arc pour déclarer ce qui suit :

- a) la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂, exprimée en tonnes (t);
- b) la quantité annuelle totale de fer de réduction directe chargé dans le four, exprimée en tonnes (t);
- c) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone du fer réduit direct chargé dans le four, exprimée en tonnes de C/tonnes de fer de réduction directe;
- d) la quantité annuelle totale de ferrailles chargées dans le four, exprimée en tonnes (t);
- e) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des ferrailles chargées dans le four, exprimée en tonnes de C/tonnes de ferrailles;
- f) la quantité annuelle totale de matières carbonées consommées, par type de matériau, exprimée en tonnes (t);
- g) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone non issu de la biomasse des matières carbonées consommées, par type de matériau, exprimée en tonnes de C/tonnes de matières carbonées;
- h) la quantité annuelle totale d'électrodes de carbone consommées, exprimée en tonnes (t);
- i) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone non issu de la biomasse des électrodes de carbone consommées, exprimée en tonnes de C/tonnes d'électrode de carbone;
- j) la quantité annuelle totale de matières fondantes chargées dans le four, par type de matériau, exprimée en tonnes (t);
- k) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone non issu de la biomasse des matières fondantes chargées dans le four, exprimée en tonnes de C/tonnes de fondant;
- l) la quantité annuelle totale d'acier brut fondu produit, exprimée en tonnes (t);
- m) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone de l'acier brut fondu produit, exprimée en tonnes de C/tonnes d'acier brut fondu;
- n) la quantité annuelle totale de laitier produit, exprimée en tonnes (t);

(q) annual weighted average carbon content of air pollution control residue collected, expressed in tonnes of C/tonnes of residue.

8. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 6.A.6 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements for an argon-oxygen decarburization vessel to report the

(a) total annual quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes (t);

(b) total annual quantity of molten steel charged to the vessel, expressed in tonnes (t);

(c) annual weighted average carbon content of molten steel charged to the vessel, expressed in tonnes of C/tonnes of molten raw steel;

(d) annual weighted average carbon content of molten steel before decarburization, expressed in tonnes of C/tonnes of molten steel;

(e) annual weighted average carbon content of molten steel after decarburization, expressed in tonnes of C/tonnes of molten steel;

(f) total annual quantity of air pollution control residue collected, expressed in tonnes (t); and

(g) annual weighted average carbon content of air pollution control residue collected, expressed in tonnes of C/tonnes of residue.

9. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 6.A.7 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements for a direct reduction furnace to report the

(a) total annual quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes (t);

(b) total annual quantity of iron ore or iron ore pellets consumption, expressed in tonnes (t);

o) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone du laitier produit, exprimée en tonnes de C/tonnes de laitier;

p) la quantité annuelle totale de résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique, exprimée en tonnes (t);

q) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique, exprimée en tonnes de C/tonnes de résidus.

8. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser les méthodes de quantification des gaz à effet de serre décrites à la section 6.A.6 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada concernant une cuve de décarburation à l'argon-oxygène pour déclarer ce qui suit :

a) la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂, exprimée en tonnes (t);

b) la quantité annuelle totale d'acier fondu chargée dans la cuve, exprimée en tonnes (t);

c) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone de l'acier fondu chargé dans la cuve, exprimée en tonnes de C/tonnes d'acier brut fondu;

d) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone de l'acier fondu avant la décarburation, exprimée en tonnes de C/tonnes d'acier fondu;

e) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone de l'acier fondu après la décarburation, exprimée en tonnes de C/tonnes d'acier fondu;

f) la quantité annuelle totale de résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique, exprimée en tonnes (t);

g) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique, exprimée en tonnes de C/tonnes de résidus.

9. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser les méthodes de quantification des gaz à effet de serre décrites à la section 6.A.7 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada concernant un four de réduction directe pour déclarer ce qui suit :

a) la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂, exprimées en tonnes (t);

b) la quantité annuelle totale de minerai de fer ou de boulettes de minerai de fer consommés, exprimée en tonnes (t);

(c) annual weighted average carbon content of iron ore or iron ore pellets consumption, expressed in tonnes of C/tonnes of iron ore or iron ore pellets;

(d) total annual quantity of consumed raw material, other than carbonaceous material and ore, by material type, expressed in tonnes (t);

(e) annual weighted average carbon content of raw material, other than carbonaceous material and ore, by material type, expressed in tonnes of C/tonnes of raw material;

(f) total annual quantity of carbonaceous material consumption, by material type, expressed in tonnes (t);

(g) annual weighted average carbon content of non-biomass carbonaceous material consumption, by material type, expressed in tonnes of C/tonnes of carbonaceous material;

(h) total annual quantity of iron production, expressed in tonnes (t);

(i) annual weighted average carbon content of iron production, expressed in tonnes of C/tonnes of iron;

(j) total annual quantity of non-metallic material production, expressed in tonnes (t);

(k) annual weighted average carbon content of non-metallic material production, expressed in tonnes of C/tonnes of non-metallic material;

(l) total annual quantity of air pollution control residue collected, expressed in tonnes (t); and

(m) annual weighted average carbon content of air pollution control residue collected, expressed in tonnes of C/tonnes of residue.

10. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 6.A.8 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements for a blast furnace to report the

(a) total annual quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes (t);

(b) total annual quantity of iron ore or iron ore pellets consumption, expressed in tonnes (t);

c) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone du minerai de fer ou des boulettes de minerai de fer consommées, exprimée en tonnes de C/tonnes de minerai de fer ou de boulettes de minerai de fer consommées;

d) la quantité annuelle totale d'émissions résultant des matières premières consommées, autres que les matières carbonées et le minerai, par type de matériau, exprimée en tonnes (t);

e) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des matières premières consommées, autres que les matières carbonées et le minerai, par type de matériau, exprimée en tonnes de C/tonnes de matières premières;

f) la quantité annuelle totale de matières carbonées consommées, par type de matériau, exprimée en tonnes (t);

g) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone non issu de la biomasse des matières carbonées consommées, par type de matériau, exprimée en tonnes de C/tonnes de matières carbonées;

h) la quantité annuelle totale de fer produit, exprimée en tonnes (t);

i) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone du fer produit, exprimée en tonnes de C/tonnes de fer;

j) la quantité annuelle totale de matières non métalliques produites, exprimée en tonnes (t);

k) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des matières non métalliques produites, exprimée en tonnes de C/tonnes de matières non métalliques;

l) la quantité annuelle totale de résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique, exprimée en tonnes (t);

m) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique, exprimée en tonnes de C/tonnes de résidus.

10. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser les méthodes de quantification des gaz à effet de serre décrites à la section 6.A.8 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada concernant un haut fourneau pour déclarer ce qui suit :

a) la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂, exprimées en tonnes (t);

b) la quantité annuelle totale de minerai de fer ou de boulettes de minerai de fer consommés, exprimée en tonnes (t);

(c) annual weighted average carbon content of iron ore or iron ore pellets consumption, expressed in tonnes of C/tonnes of iron ore or iron ore pellets;

(d) total annual quantity of consumed raw material, other than carbonaceous material and ore, by material type, expressed in tonnes (t);

(e) annual average carbon content of consumed raw material, other than carbonaceous material and ore, by material type, expressed in tonnes of C/tonnes of raw material;

(f) total annual quantity of carbonaceous material consumption, by material type, expressed in tonnes (t);

(g) annual weighted average carbon content of non-biomass carbonaceous material consumption, by material type, expressed in tonnes of C/tonnes of carbonaceous material;

(h) total annual quantity of flux material charged to the furnace, by material type, expressed in tonnes (t);

(i) annual weighted average carbon content of non-biomass flux material charged to the furnace, expressed in tonnes of C/tonnes of flux;

(j) total annual quantity of iron production, expressed in tonnes (t);

(k) annual weighted average carbon content of iron production, expressed in tonnes of C/tonnes of iron;

(l) total annual quantity of non-metallic material production, expressed in tonnes (t);

(m) annual weighted average carbon content of non-metallic material production, expressed in tonnes of C/tonnes of non-metallic material;

(n) total annual quantity of blast furnace gas transferred off-site, expressed in tonnes (t);

(o) annual weighted average carbon content of blast furnace gas transferred off-site, expressed in tonnes of C/tonnes of blast furnace gas;

(p) total annual quantity of air pollution control residue collected, expressed in tonnes (t); and

(q) annual weighted average carbon content of air pollution control residue collected, expressed in tonnes of C/tonnes of residue.

c) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone du minerai de fer ou de boulettes de minerai de fer consommés, exprimée en tonnes de minerai de fer ou de boulettes de minerai de fer consommés;

d) la quantité annuelle totale d'émissions résultant des matières premières consommées, autres que les matières carbonées et le minerai, par type de matériau, exprimée en tonnes (t);

e) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des matières premières consommées, autres que les matières carbonées et le minerai, par type de matériau, exprimée en tonnes de C/tonnes de matières premières;

f) la quantité annuelle totale de matières carbonées consommées, par type de matériau, exprimée en tonnes (t);

g) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone non issu de la biomasse des matières carbonées consommées, par type de matériau, exprimée en tonnes de C/tonnes de matières carbonées;

h) la quantité annuelle totale de matières fondantes chargées dans le four, par type de matériau, exprimée en tonnes (t);

i) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone non issu de la biomasse des matières fondantes chargées dans le four, exprimée en tonnes de C/tonnes de fondant;

j) la quantité annuelle totale de fer produit, exprimée en tonnes (t);

k) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone du fer produit, exprimée en tonnes de C/tonnes de fer;

l) la quantité annuelle totale de matières non métalliques produites, exprimée en tonnes (t);

m) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des matières non métalliques produites, exprimée en tonnes de C/tonnes de matières non métalliques;

n) la quantité annuelle totale de gaz de haut fourneau transféré hors site, exprimée en tonnes (t);

o) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone du gaz de haut fourneau transféré hors site, exprimée en tonnes de C/tonnes de gaz de haut fourneau;

p) la quantité annuelle totale de résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique, exprimée en tonnes (t);

q) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des résidus recueillis dans le système antipollution

11. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 6.A.9 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements for the ladle furnace to report the

- (a) total annual quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes (t);
- (b) total annual quantity of molten steel fed to the furnace, expressed in tonnes (t);
- (c) annual weighted average carbon content of molten steel fed to the furnace, expressed in tonnes of C/tonnes of molten steel;
- (d) total annual quantity of additive material consumed by the furnace, by material type, expressed in tonnes (t);
- (e) annual weighted average carbon content of additive material consumed by the furnace, by material type, expressed in tonnes of C/tonnes of additive material;
- (f) total annual carbon electrodes consumed by the furnace, expressed in tonnes (t);
- (g) annual weighted average carbon content of carbon electrodes consumed by the furnace, expressed in tonnes of C/tonnes of carbon electrodes;
- (h) total annual quantity of molten steel production, expressed in tonnes (t);
- (i) annual weighted average carbon content of molten steel production, expressed in tonnes of C/tonnes of molten steel;
- (j) total annual quantity of slag production, expressed in tonnes (t);
- (k) annual weighted average carbon content of slag production, or a default value of 0, expressed in tonnes of C/tonnes of slag;
- (l) total annual quantity of air pollution control residue collected, expressed in tonnes (t);
- (m) annual weighted average carbon content of air pollution control residue collected, expressed in tonnes of C/tonnes of residue;
- (n) total annual quantity of other residue produced, expressed in tonnes (t); and
- (o) annual weighted average carbon content of other residue produced or a default value of 0, expressed in tonnes of C/tonnes of residue.

atmosphérique, exprimée en tonnes de C/tonnes de résidus.

11. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser les méthodes de quantification des gaz à effet de serre décrites à la section 6.A.9 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada concernant un four-poche pour déclarer ce qui suit :

- a) la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂, exprimée en tonnes (t);
- b) la quantité totale annuelle d'acier fondu chargé dans le four, exprimée en tonnes (t);
- c) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone de l'acier fondu chargé dans le four, exprimée en tonnes de C/tonnes d'acier fondu;
- d) la quantité annuelle totale d'additifs chargés dans le four, par type de matériau, exprimée en tonnes (t);
- e) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone d'additifs chargés dans le four, par type d'additif, exprimée en tonnes de C/tonnes d'additifs;
- f) la quantité annuelle totale d'électrodes de carbone chargées dans le four, exprimée en tonnes (t);
- g) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des électrodes de carbone chargées dans le four, exprimée en tonnes de C/tonnes d'électrodes de carbone;
- h) la quantité totale annuelle d'acier fondu produit, exprimée en tonnes (t);
- i) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone de l'acier fondu produit, exprimée en tonnes de C/tonnes d'acier fondu;
- j) la quantité annuelle totale de laitier produit, exprimée en tonnes (t);
- k) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone du laitier produit, ou une valeur par défaut de 0, exprimée en tonnes de C/tonnes de laitier;
- l) la quantité annuelle totale de résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique, exprimée en tonnes (t);
- m) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique, exprimée en tonnes de C/tonnes de résidus;
- n) la quantité annuelle totale d'autres résidus produits, exprimés en tonnes (t);

12. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 6.B.1 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements for the atomization of molten cast iron to report the

- (a) total annual quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes (t);
- (b) total annual quantity of molten cast iron fed into the process, expressed in tonnes (t);
- (c) annual weighted average carbon content of molten cast iron fed into the process, expressed in tonnes of C/tonnes of molten cast iron;
- (d) total annual quantity of other material used in the process, by material type, expressed in tonnes (t);
- (e) annual weighted average carbon content of other material used in the process, by material type, expressed in tonnes of C/tonnes of other material;
- (f) total annual quantity of atomized cast iron production, expressed in tonnes (t);
- (g) annual weighted average carbon content of atomized cast iron production, expressed in tonnes of C/tonnes of atomized cast iron;
- (h) total annual quantity of by-products, by by-product type, expressed in tonnes (t); and
- (i) annual weighted average carbon content of by-products, reported by by-product type, expressed in tonnes of C/tonnes of by-product.

13. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 6.B.2 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements for the decarburization of iron powder to report the

- (a) total annual quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes (t);
- (b) total annual quantity of iron powder fed into the process, expressed in tonnes (t);
- (c) annual weighted average carbon content of iron powder fed into the process, expressed in tonnes of C/tonnes of iron powder;

o) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone d'autres résidus produits, ou une valeur par défaut de 0, exprimée en tonnes de C/tonnes d'autres résidus.

12. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser les méthodes de quantification des gaz à effet de serre décrites à la section 6.B.1 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada concernant l'atomisation de fonte fondue pour déclarer ce qui suit :

- a) la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂, exprimée en tonnes (t);
- b) la quantité annuelle totale de fonte fondue chargée dans le procédé, exprimée en tonnes (t);
- c) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone de la fonte fondue chargée dans le procédé, exprimée en tonnes de C/tonnes de fonte fondue;
- d) la quantité annuelle totale d'autres matières utilisées dans le procédé, par type de matière, exprimée en tonnes (t);
- e) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone d'autres matières utilisées dans le procédé, par type de matière, exprimée en tonnes de C/tonnes d'autres matières;
- f) la quantité totale annuelle de fonte atomisée produite, exprimée en tonnes (t);
- g) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone de la fonte atomisée produite, exprimée en tonnes de C/tonnes de fonte atomisée;
- h) la quantité annuelle totale de sous-produits, par type de sous-produit, exprimée en tonnes (t);
- i) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des sous-produits, indiquée par type de sous-produit, exprimée en tonnes de C/tonnes de sous-produits.

13. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre décrites à la section 6.B.2 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada concernant la décarburation de la poudre de fer pour déclarer ce qui suit :

- a) la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂, exprimée en tonnes (t);
- b) la quantité annuelle totale de poudre de fer chargée dans le procédé, exprimée en tonnes (t);
- c) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone de poudre de fer chargée dans le procédé, exprimée en tonnes de C/tonnes de poudre de fer;

(d) total annual quantity of decarburized iron powder production, expressed in tonnes (t);

(e) annual weighted average carbon content of decarburized iron powder production, expressed in tonnes of C/tonnes of decarburized iron powder production;

(f) total annual quantity of by-product, by by-product type, expressed in tonnes (t); and

(g) annual weighted average carbon content of by-product, by by-product type, expressed in tonnes of C/tonnes of by-product.

14. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 6.B.3 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements for steel grading to report the

(a) total annual quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes (t);

(b) total annual quantity of molten steel fed into the process, expressed in tonnes (t);

(c) annual weighted average carbon content of molten steel fed into the process, expressed in tonnes of C/tonnes of molten steel;

(d) total annual quantity of additive used in the process, expressed in tonnes (t);

(e) annual weighted average carbon content of additive used in the process, by additive type, expressed in tonnes of C/tonnes of additive;

(f) total annual quantity of carbon electrode consumption, expressed in tonnes (t);

(g) annual weighted average carbon content of carbon electrode consumption, expressed in tonnes of C/tonnes of carbon electrode consumption;

(h) total annual quantity of molten steel production, expressed in tonnes (t);

(i) annual weighted average carbon content of molten steel production, expressed in tonnes of C/tonnes of molten steel production;

(j) total annual quantity of slag production, expressed in tonnes (t);

(k) annual weighted average carbon content of slag production, expressed in tonnes of C/tonnes of slag production;

(l) total annual quantity of air pollution control residue collected, expressed in tonnes (t);

d) la quantité annuelle totale de poudre de fer décarburée produite, exprimée en tonnes (t);

e) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone de poudre de fer décarburée produite, exprimée en tonnes de C/tonnes de poudre de fer décarburée produite;

f) la quantité totale annuelle de sous-produits, par type de sous-produit, exprimée en tonnes (t);

g) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des sous-produits, par type de sous-produit, exprimée en tonnes de C/tonnes de sous-produits.

14. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre décrites à la section 6.B.3 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada concernant la mise en nuance de l'acier pour déclarer ce qui suit :

a) la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂, exprimée en tonnes (t);

b) la quantité totale annuelle d'acier fondu chargé dans le procédé, exprimée en tonnes (t);

c) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone d'acier fondu chargé dans le procédé, exprimée en tonnes de C/tonnes d'acier fondu;

d) la quantité annuelle totale d'additifs utilisés dans le procédé, exprimée en tonnes (t);

e) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone d'additifs utilisés dans le procédé, par type d'additif, exprimée en tonnes de C/tonnes d'additifs;

f) la quantité annuelle totale d'électrodes de carbone consommées, exprimée en tonnes (t);

g) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone d'électrodes de carbone consommées, exprimée en tonnes de C/tonnes d'électrodes de carbone consommées;

h) la quantité totale annuelle d'acier fondu produit, exprimée en tonnes (t);

i) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone d'acier fondu produit, exprimée en tonnes de C/tonnes d'acier fondu produit;

j) la quantité annuelle totale de laitier produit, exprimée en tonnes (t);

k) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone du laitier produit, exprimée en tonnes de C/tonnes de laitier produit;

(m) annual weighted average carbon content of air pollution control residue collected, expressed in tonnes of C/tonnes of residue;

(n) total annual quantity of other residue production, expressed in tonnes (t); and

(o) annual weighted average carbon content of other residue production, expressed in tonnes of C/tonnes of other residue.

15. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 6.B.4 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements for steel powder annealing to report the

(a) total annual quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes (t);

(b) total annual quantity of steel powder fed into the process, expressed in tonnes (t);

(c) annual weighted average carbon content of steel powder fed into the process, expressed in tonnes of C/tonnes of steel powder;

(d) total annual quantity of steel powder production, expressed in tonnes (t);

(e) annual weighted average carbon content of steel powder production, expressed in tonnes of C/tonnes of steel powder;

(f) total annual quantity of by-product, by by-product type, expressed in tonnes (t); and

(g) annual weighted average carbon content of by-product, by by-product type, expressed in tonnes of C/tonnes of by-product.

16. Any person subject to this schedule who operates a facility with stacks monitored by CEMS shall use the greenhouse gas quantification methods in section 6.A of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements for iron and steel production to report

(a) CO₂ emissions information under sections 3 to 15 of this schedule separately from CO₂ emissions information specified for CEMS in Schedule 7 of this notice; and

(b) production information specified under paragraphs 3(h), 4(j), 4(l), 5(d), 6(f), 7(l), 7(n), 8(b), 9(h),

l) la quantité annuelle totale de résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique, exprimée en tonnes (t);

m) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des résidus recueillis dans le système antipollution atmosphérique, exprimée en tonnes de C/tonnes de résidus;

n) la quantité annuelle totale d'autres résidus produits, exprimés en tonnes (t);

o) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone d'autres résidus produits, exprimée en tonnes de C/tonnes d'autres résidus.

15. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre décrites à la section 6.B.4 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada concernant le recuit de la poudre d'acier pour déclarer ce qui suit :

a) la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂, exprimée en tonnes (t);

b) la quantité annuelle totale de poudre d'acier chargée dans le procédé, exprimée en tonnes (t);

c) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone de poudre d'acier chargée dans le procédé, exprimée en tonnes de C/tonnes de poudre d'acier;

d) la quantité annuelle totale de poudre d'acier produite, exprimée en tonnes (t);

e) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone de poudre d'acier produite, exprimée en tonnes de C/tonnes de poudre d'acier;

f) la quantité annuelle totale de sous-produits, par type de sous-produit, exprimée en tonnes (t);

g) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des sous-produits, par type de sous-produit, exprimée en tonnes de C/tonnes de sous-produits.

16. Quiconque est visé par la présente annexe et qui exploite une installation pourvue d'une ou de plusieurs cheminées surveillées par un SMECE doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre décrites à la section 6.A pour la sidérurgie des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer ce qui suit :

a) les informations sur les émissions de CO₂ visées aux articles 3 à 15 de la présente annexe. Ces informations doivent être déclarées séparément des informations sur les émissions de CO₂ spécifiées pour le SMECE à l'annexe 7 du présent avis;

9(j), 10(j), 10(l), 11(h), 11(j), 12(f), 13(d), 14(h), 14(j) and 15(d).

SCHEDULE 12

Electricity and heat generation

1. This schedule applies to any person who operates a facility described in subparagraph 1(b)(vii) of Schedule 3 of this notice. For fuel combustion and flaring emissions, the person shall report using Schedule 7 of this notice.

2. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 7 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the

(a) total annual quantity of CO₂ emissions from acid gas scrubbing, expressed in tonnes (t); and

(b) total annual consumption of limestone or other sorbent, by sorbent type, expressed in tonnes (t).

SCHEDULE 13

Ammonia production

1. This schedule applies to any person who operates a facility described in subparagraph 1(b)(viii) of Schedule 3 of this notice. For fuel combustion and flaring emissions, the person shall report using Schedule 7 of this notice.

2. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 8.A of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the total annual quantity of feedstock consumption, by feedstock type, expressed in

(a) cubic metres (m³), for gaseous quantities;

(b) kilolitres (kl), for liquid quantities; and

(c) tonnes (t), for solid quantities.

3. Any person subject to this schedule shall, for each feedstock type used under section 3, report the annual weighted average carbon content expressed in

(a) kilograms (kg) of C/kilograms (kg) of feedstock, for gaseous quantities;

(b) kilograms (kg) of C/kilolitres (kl) of feedstock, for liquid quantities; and

b) les informations sur la production en vertu des alinéas 3h), 4j), 4l), 5d), 6f), 7l), 7n), 8b), 9h), 9j), 10j), 10l), 11h), 11j), 12f), 13d), 14h), 14j) et 15d).

ANNEXE 12

Production d'électricité et de chaleur

1. La présente annexe s'applique à quiconque exploite une installation décrite au sous-alinéa 1b)(vii) de l'annexe 3 du présent avis. Pour les émissions dues à la combustion de combustible et au torchage, la personne doit déclarer les émissions selon l'annexe 7 du présent avis.

2. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre de la section 7 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer ce qui suit :

a) la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂ provenant de l'épuration des gaz acides, exprimée en tonnes (t);

b) la consommation annuelle totale de calcaire ou d'autre sorbant, par type de sorbant, exprimée en tonnes (t).

ANNEXE 13

Production d'ammoniac

1. La présente annexe s'applique à quiconque exploite une installation décrite au sous-alinéa 1b)(viii) de l'annexe 3 du présent avis. Pour les émissions dues à la combustion de combustible et au torchage, la personne doit déclarer les émissions selon l'annexe 7 du présent avis.

2. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre de la section 8.A des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer la quantité annuelle totale de matières premières consommées, par type de matière première, exprimée en :

a) mètres cubes (m³), pour les quantités gazeuses;

b) kilolitres (kl), pour les quantités liquides;

c) tonnes (t), pour les quantités solides.

3. Quiconque est visé par la présente annexe doit, pour chaque type de matières premières utilisées selon l'article 3, déclarer la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone exprimée en :

a) kilogrammes (kg) de C/kilogrammes (kg) de matières premières, pour les quantités gazeuses;

(c) kilograms (kg) of C/kilograms (kg) of feedstock, for solid quantities.

4. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 8.A of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the

- (a) total annual quantity of urea, expressed in tonnes (t);
- (b) total annual quantity of ammonia, expressed in tonnes (t);
- (c) total annual quantity of CO₂ emissions from ammonia production, expressed in tonnes (t); and
- (d) total annual quantity of CO₂ consumed in urea production, expressed in tonnes (t).

5. Any person subject to this schedule who operates a facility with stacks monitored by CEMS may use the annual emissions data from CEMS to report the emissions under paragraph 4(c). This shall not include the emissions information specified for CEMS in Schedule 7 of this notice. The person shall indicate where CEMS is being used to calculate emissions.

SCHEDULE 14

Nitric acid production

1. This schedule applies to any person who operates a facility described in subparagraph 1(b)(ix) of Schedule 3 of this notice. For fuel combustion and flaring emissions, the person shall report using Schedule 7 of this notice.

2. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 9.A of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the

- (a) total annual quantity of N₂O emissions, expressed in tonnes (t); and
- (b) total annual quantity of nitric acid produced, expressed in tonnes (t).

b) kilogrammes (kg) de C/kilolitres (kl) de matières premières, pour les quantités liquides;

c) kilogrammes (kg) de C/kilogrammes (kg) de matières premières, pour les quantités solides.

4. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre de la section 8.A des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer ce qui suit :

- a) la quantité annuelle totale d'urée, exprimée en tonnes (t);
- b) la quantité annuelle totale d'ammoniac, exprimée en tonnes (t);
- c) la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂ provenant de la production d'ammoniac, exprimée en tonnes (t);
- d) la quantité annuelle totale de CO₂ consommée dans la production d'urée, exprimée en tonnes (t).

5. Quiconque est visé par la présente annexe et qui exploite une installation pourvue d'une ou de plusieurs cheminées surveillées par un SMECE peut utiliser les données d'émissions annuelles du SMECE pour déclarer les émissions conformément à l'alinéa 4c). Cela ne comprend pas les renseignements sur les émissions précisés pour le SMECE à l'annexe 7 du présent avis. La personne doit indiquer où le SMECE est utilisé pour calculer les émissions.

ANNEXE 14

Production d'acide nitrique

1. La présente annexe s'applique à quiconque exploite une installation décrite au sous-alinéa 1b)(ix) de l'annexe 3 du présent avis. Pour les émissions dues à la combustion de combustible et au torchage, la personne doit déclarer les émissions selon l'annexe 7 du présent avis.

2. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre de la section 9.A des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer ce qui suit :

- a) la quantité annuelle totale d'émissions de N₂O, exprimée en tonnes (t);
- b) la quantité annuelle totale d'acide nitrique produit, exprimée en tonnes (t).

3. Any person subject to this schedule who operates a facility where there is abatement downtime shall report the

(a) annual weighted average N₂O emission factor, expressed in kilograms (kg) of N₂O/tonnes (t) of nitric acid, 100% acid base;

(b) annual weighted average abatement factor of N₂O abatement technology per acid train, expressed as a fraction of annual nitric acid production per train in which abatement technology is operating; and

(c) destruction efficiency of N₂O abatement technology used on nitric acid train, expressed as percent of N₂O removed from air stream, by type of abatement technology. Documentation demonstrating how process knowledge was used to estimate destruction efficiency shall be provided, if not specified by the manufacturer or estimated using Equation 9-3 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements.

4. Any person subject to this schedule who operates a facility where the NO_x abatement is integrated within the operating process and cannot be bypassed shall report the annual weighted average N₂O emission factor, expressed in kilograms (kg) of N₂O/tonnes (t) of nitric acid, 100% acid base.

5. Any person subject to this schedule who operates a facility with stacks monitored by CEMS may use the annual emissions data from CEMS to report the emissions under paragraph 2(a). The person shall indicate where CEMS is being used to calculate emissions.

SCHEDULE 15

Hydrogen production

1. This schedule applies to any person who operates a facility described in subparagraph 1(b)(x) of Schedule 3 of this notice. For fuel combustion and flaring emissions, the person shall report using Schedule 7 of this notice. For ammonia production, the person shall report using Schedule 13 of this notice.

2. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 10.A of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the

(a) total annual quantity of CO₂ emissions, expressed in tonnes (t);

3. Quiconque est visé par la présente annexe et qui exploite une installation pourvue de la technologie de réduction doit déclarer ce qui suit :

a) le facteur annuel moyen pondéré d'émissions de N₂O, exprimé en kilogrammes (kg) de N₂O/tonnes (t) d'acide nitrique, sur une base d'acide à 100 %;

b) le facteur annuel moyen pondéré de réduction de N₂O, à l'aide d'une technologie de réduction, par circuit de production d'acide, exprimé en fraction de la production annuelle d'acide nitrique par circuit pour chaque circuit pour lequel la technologie de réduction a été utilisée;

c) le rendement de destruction de la technologie de réduction du N₂O utilisée sur le circuit d'acide nitrique, exprimée en pourcentage du N₂O retiré du flux d'air, par type de technologie de réduction. Les documents démontrant comment les connaissances sur le procédé ont été utilisées pour estimer l'efficacité de la destruction doivent être fournis, s'ils ne sont pas spécifiés par le fabricant ou estimés à l'aide de l'équation 9-3 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada.

4. Quiconque est visé par la présente annexe et qui exploite une installation où la réduction du NO_x est intégrée au procédé opérationnel et ne peut être contournée doit déclarer le facteur annuel moyen pondéré d'émissions de N₂O, exprimé en kilogrammes (kg) de N₂O/tonnes (t) d'acide nitrique, sur une base d'acide à 100 %.

5. Quiconque est visé par la présente annexe et qui exploite une installation pourvue d'une ou de plusieurs cheminées surveillées par un SMECE peut utiliser les données d'émissions annuelles du SMECE pour déclarer les émissions conformément à l'alinéa 2a). La personne doit indiquer où le SMECE est utilisé pour calculer les émissions.

ANNEXE 15

Production d'hydrogène

1. La présente annexe s'applique à quiconque exploite une installation décrite au sous-alinéa 1b)(x) de l'annexe 3 du présent avis. Pour les émissions dues à la combustion de combustible et au torchage, la personne doit déclarer les émissions selon l'annexe 7 du présent avis. Pour la production d'ammoniac, la personne doit déclarer les émissions selon l'annexe 13 du présent avis.

2. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre de la section 10.A des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer ce qui suit :

a) la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂, exprimée en tonnes (t);

- (b) total annual quantity of CO₂ recovered/captured, expressed in tonnes (t);
- (c) total annual quantity of hydrogen production, expressed in tonnes (t); and
- (d) total annual quantity of hydrogen purchased, expressed in tonnes (t).
3. Any person subject to this schedule shall for paragraph 2(b) indicate if the CO₂ that is recovered or captured is for downstream use, on-site production or for permanent storage.
4. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 10.A of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the total annual quantity of feedstock charged, reported by feedstock type, expressed in
- (a) cubic metres (m³), for gaseous quantities;
- (b) litres (l), for liquid quantities;
- (c) tonnes (t), for non-biomass solid quantities; and
- (d) bone-dry tonnes (t), for biomass-derived solid fuel quantities.
5. Any person subject to this schedule shall, for each feedstock type used under section 3, report the annual weighted average carbon content expressed in
- (a) kilograms (kg) of C/kilograms (kg) of feedstock, for gaseous quantities;
- (b) kilograms (kg) of C/kilograms (kg) of feedstock or kilograms (kg) of C/cubic metres (m³) of feedstock, for liquid quantities; and
- (c) kilograms (kg) of C/kilograms (kg) of feedstock, for solid quantities.
6. Any person subject to this schedule who operates a facility with stacks monitored by CEMS may use the annual emissions data from CEMS to report the emissions under paragraphs 2(a) and (b). This shall not include the emissions information specified for CEMS in Schedule 7 of this notice. The person shall indicate where CEMS are used to calculate emissions.
- b) la quantité annuelle totale de CO₂ récupéré/capté, exprimée en tonnes (t);
- c) la quantité annuelle totale d'hydrogène produit, exprimée en tonnes (t);
- d) la quantité annuelle totale d'hydrogène acheté, exprimée en tonnes (t).
3. Quiconque est visé par la présente annexe doit, dans le cas de l'alinéa 2b), préciser si le CO₂ récupéré ou capté sera utilisé en aval, utilisé dans la production sur place ou expédié aux fins de stockage permanent.
4. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre de la section 10.A des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer la quantité annuelle totale de matières premières utilisées, par type de matière première, exprimée en :
- a) mètres cubes (m³), pour les quantités gazeuses;
- b) litres (l), pour les quantités liquides;
- c) tonnes (t), pour les quantités solides de matières autres que la biomasse;
- d) tonnes (t) anhydres, pour les quantités de combustibles solides issus de la biomasse.
5. Quiconque est visé par la présente annexe doit, pour chaque type de matières premières utilisées selon l'article 3, déclarer la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone exprimée en :
- a) kilogrammes (kg) de C/kilogrammes (kg) de matières premières, pour les quantités gazeuses;
- b) kilogrammes (kg) de C/kilogrammes (kg) de matières premières ou kilogrammes (kg) de C/mètres cubes (m³) de matières premières, pour les quantités liquides;
- c) kilogrammes (kg) de C/kilogrammes (kg) de matières premières, pour les quantités solides.
6. Quiconque est visé par la présente annexe et qui exploite une installation pourvue d'une ou de plusieurs cheminées surveillées par un SMECE peut utiliser les données d'émissions annuelles du SMECE pour déclarer les émissions conformément aux alinéas 2a) et b). Cela ne comprend pas les renseignements sur les émissions précisés pour le SMECE à l'annexe 7 du présent avis. La personne doit indiquer où le SMECE est utilisé pour calculer les émissions.

SCHEDULE 16**Petroleum refineries**

1. This schedule applies to any person who operates a facility described in subparagraph 1(b)(xi) of Schedule 3 of this notice. For fuel combustion and flaring emissions, the person shall report using Schedule 7 of this notice. For hydrogen production emissions, the person shall report using Schedule 15 of this notice.

2. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 11.A of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the total annual quantity of CO₂, CH₄, and N₂O emissions from catalyst regeneration, expressed in tonnes (t).

3. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 11.B of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the total annual quantity of CO₂, CH₄, and N₂O emissions from process vents, expressed in tonnes (t).

4. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 11.C of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the total annual quantity of CO₂, CH₄, and N₂O emissions from asphalt production, expressed in tonnes (t).

5. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 11.D of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the total annual quantity of CO₂ emissions from sulphur recovery units, expressed in tonnes (t). Any person subject to this schedule shall provide documentation of the methodology if they are using a source-specific molar fraction of CO₂ in sour gas in Equation 11-14.

6. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 11.F of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the total annual quantity of CH₄ emissions from above-ground storage tanks, expressed in tonnes (t).

7. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 11.G of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the total annual quantity of CH₄ and N₂O emissions from wastewater treatment plants, expressed in tonnes (t).

ANNEXE 16**Raffineries de pétrole**

1. La présente annexe s'applique à quiconque exploite une installation décrite au sous-alinéa 1b)(xi) de l'annexe 3 du présent avis. Pour les émissions dues à la combustion de combustible et au torchage, la personne doit déclarer les émissions selon l'annexe 7 du présent avis. Pour les émissions dues à la production d'hydrogène, la personne doit déclarer les émissions selon l'annexe 15 du présent avis.

2. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre de la section 11.A des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O provenant de la régénération des catalyseurs, exprimée en tonnes (t).

3. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre de la section 11.B des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O provenant de l'évacuation des procédés, exprimée en tonnes (t).

4. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre de la section 11.C des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O provenant de la production d'asphalte, exprimée en tonnes (t).

5. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre de la section 11.D des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂ provenant des unités de récupération du soufre, exprimée en tonnes (t). La documentation de la méthode doit être fournie si l'on utilise une fraction molaire de CO₂ spécifique à la source dans le gaz acide pour l'équation 11-14.

6. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre de la section 11.F des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer la quantité annuelle totale d'émissions de CH₄ provenant de réservoirs de stockage en surface, exprimée en tonnes (t).

7. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre de la section 11.G des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer la quantité annuelle totale d'émissions de CH₄ et de N₂O d'usines de traitement des eaux usées, exprimée en tonnes (t).

8. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 11.H of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the total annual quantity of CH₄ emissions from oil-water separators, expressed in tonnes (t).

9. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 11.I of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the total annual quantity of CH₄ emissions from equipment leaks at refineries, expressed in tonnes (t).

10. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 11.J of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the total annual quantity of CO₂, CH₄, and N₂O emissions from coking calcining units, expressed in tonnes (t).

11. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 11.K of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the total annual quantity of CO₂, CH₄, and N₂O emissions from uncontrolled blowdown systems, expressed in tonnes (t).

12. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 11.L of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the total annual quantity of CH₄ emissions from loading operations, expressed in tonnes (t).

13. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 11.M of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the total annual quantity of CH₄ emissions from delayed coking units, expressed in tonnes (t).

14. Any person subject to this schedule shall, for each of crude oil, propane, butane and ethanol brought into the facility for input into the refining process, report the

(a) total annual quantities

(i) of crude oil and ethanol expressed in kilolitres (kl), and

(ii) of propane and butane expressed in cubic metres (m³);

(b) annual higher heating value, expressed in megajoules (MJ) per unit; and

8. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre de la section 11.H des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer la quantité annuelle totale d'émissions de CH₄ provenant des séparateurs huile-eau, exprimée en tonnes (t).

9. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre de la section 11.I des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer la quantité annuelle totale d'émissions de CH₄ provenant des fuites d'équipement à la raffinerie, exprimée en tonnes (t).

10. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre de la section 11.J des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O provenant des unités de calcination du coke, exprimée en tonnes (t).

11. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre de la section 11.K des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O provenant des systèmes de purge non contrôlés, exprimée en tonnes (t).

12. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre de la section 11.L des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer la quantité annuelle totale d'émissions de CH₄ provenant des opérations de chargement, exprimée en tonnes (t).

13. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre de la section 11.M des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer la quantité annuelle totale d'émissions de CH₄ provenant des unités de cokéfaction retardée, exprimée en tonnes (t).

14. Quiconque est visé par la présente annexe doit, pour tout pétrole brut, propane, butane et éthanol acheminé à l'installation aux fins de raffinage, déclarer ce qui suit :

a) les quantités annuelles totales :

(i) de pétrole brut et d'éthanol, exprimées en kilolitres (kl),

(ii) de propane et de butane, exprimées en mètres cubes (m³);

b) la valeur annuelle du pouvoir calorifique supérieur, exprimée en mégajoules (MJ) par unité;

(c) annual average carbon content, expressed in kilograms (kg) of carbon per unit.

15. Any person subject to this schedule shall, for each feedstock used under sections 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12 and 13 report the total annual

- (a) gaseous quantities, expressed in cubic metres (m³);
- (b) solid quantities, expressed in tonnes (t);
- (c) liquid quantities, expressed in kilolitres (kl); and
- (d) biomass-derived solid quantities, expressed in bone-dry tonnes (t).

16. Any person subject to this schedule who operates a facility with stacks monitored by CEMS may use the annual emissions data from CEMS to report the emissions and production information under section 2 through section 13. This shall not include the emissions information specified for CEMS in Schedule 7 and Schedule 15 of this notice. The person shall indicate where emissions calculations use CEMS.

SCHEDULE 17

Pulp and paper production

1. This schedule applies to any person who operates a facility described in subparagraph 1(b)(xii) of Schedule 3 of this notice. For fuel combustion and flaring emissions, the person shall report using Schedule 7 of this notice.

2. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 12.A of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the

- (a) total annual quantity of CO₂ emissions from the addition of carbonates in the chemical recovery of chemical pulp mills, expressed in tonnes (t);
- (b) total annual CH₄ and N₂O emissions from on-site wastewater treatment plants, expressed in tonnes (t);
- (c) total annual quantity of pulp, expressed in tonnes (t) of air dried pulp;
- (d) total annual quantity of input carbonate material, by carbonate type, expressed in tonnes (t);
- (e) annual weighted average carbon content of input carbonate material, by carbonate type, expressed in tonnes of C/tonnes of carbonate material, if using

c) la teneur moyenne annuelle en carbone, exprimée en kilogrammes (kg) de carbone par unité.

15. Quiconque est visé par la présente annexe doit, pour chaque matière première utilisée et visée par les articles 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12 et 13, déclarer les quantités annuelles totales suivantes :

- a) les quantités gazeuses, exprimées en mètres cubes (m³);
- b) les quantités solides, exprimées en tonnes (t);
- c) les quantités liquides, exprimées en kilolitres (kl);
- d) les quantités solides issues de la biomasse, exprimées en tonnes (t) anhydres.

16. Quiconque est visé par la présente annexe et qui exploite une installation pourvue d'une ou de plusieurs cheminées surveillées par un SMECE peut utiliser les données d'émissions annuelles du SMECE pour déclarer les renseignements sur les émissions et la production conformément aux articles 2 à 13. Cela ne comprend pas les renseignements sur les émissions précisés pour le SMECE à l'annexe 7 et à l'annexe 15 du présent avis. La personne doit indiquer où le SMECE est utilisé pour calculer les émissions.

ANNEXE 17

Fabrication de pâtes et papiers

1. La présente annexe s'applique à quiconque exploite une installation décrite au sous-alinéa 1b)(xii) de l'annexe 3 du présent avis. Pour les émissions dues à la combustion de combustible et au torchage, la personne doit déclarer les émissions selon l'annexe 7 du présent avis.

2. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser la ou les méthodes de quantification des gaz à effet de serre de la section 12.A des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer ce qui suit :

- a) la quantité annuelle totale d'émissions de CO₂ provenant de l'ajout de carbonates dans le procédé de récupération chimique dans les usines de pâte chimique, exprimée en tonnes (t);
- b) les émissions annuelles totales de CH₄ et de N₂O des usines de traitement des eaux usées sur place, exprimée en tonnes (t);
- c) la quantité annuelle totale de pâte, exprimée en tonnes (t) de pâte séchée à l'air;
- d) la quantité annuelle totale de matières carbonées consommées, par type de matière carbonée, exprimée en tonnes (t);

equation 12-2 in section 12 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements;

(f) total annual quantity of carbon-containing process output material, by material type, expressed in tonnes (t), if using equation 12-2 in section 12 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements;

(g) annual weighted average carbon content of carbon-containing process output material, by material type, expressed in tonnes of C/tonnes of material, if using equation 12-2 in section 12 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements; and

(h) annual weighted average of fraction of calcination achieved, by type of carbonate used, if using equation 12-3 in section 12 of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements. If not using the default value, the method used must be provided.

3. Any person subject to this schedule who operates a facility with stacks monitored by CEMS may use the annual emissions data from CEMS to report the emissions information under paragraphs 2(a) and (b). This shall not include the emissions information specified for CEMS in Schedule 7 of this notice. The person shall indicate where CEMS is being used to calculate emissions.

SCHEDULE 18

Base metal production

1. This schedule applies to any person who operates a facility described in subparagraph 1(b)(xiii) of Schedule 3 of this notice. For fuel combustion and flaring emissions, the person shall report using Schedule 7 of this notice.

2. Any person subject to this schedule shall use the greenhouse gas quantification methods in section 13.A of Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements to report the

(a) total annual CO₂ emissions from base metal production, by type of base metal, expressed in tonnes (t);

(b) total annual quantity of carbon-containing process input material (e.g. flux reagents, reducing agents or electrode consumption), by material type, expressed in tonnes (t);

e) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des matières carbonées consommées, par type de matière carbonée, exprimée en tonnes de C/tonnes de matière carbonée, si l'équation 12-2 est utilisée à la section 12 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada;

f) la quantité annuelle totale de matières carbonées produites, par type de matière, exprimée en tonnes (t), si l'équation 12-2 est utilisée à la section 12 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada;

g) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des matières carbonées produites, par type de matière, exprimée en tonnes de C/tonnes de matière, si l'équation 12-2 est utilisée à la section 12 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada;

h) la moyenne pondérée annuelle de la fraction de calcination obtenue, par type de carbonate utilisé, si l'équation 12-3 est utilisée à la section 12 des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada. Si la valeur par défaut n'est pas utilisée, la méthode utilisée doit être précisée.

3. Quiconque est visé par la présente annexe et qui exploite une installation pourvue d'une ou de plusieurs cheminées surveillées par un SMECE peut utiliser les données d'émissions annuelles du SMECE pour déclarer les émissions conformément aux alinéas 2a) et b). Cela ne comprend pas les renseignements sur les émissions précisés pour le SMECE à l'annexe 7 du présent avis. La personne doit indiquer où un SMECE est utilisé pour calculer les émissions.

ANNEXE 18

Production de métaux communs

1. La présente annexe s'applique à quiconque exploite une installation décrite au sous-alinéa 1b)(xiii) de l'annexe 3 du présent avis. Pour les émissions dues à la combustion de combustible et au torchage, la personne doit déclarer les émissions selon l'annexe 7 du présent avis.

2. Quiconque est visé par la présente annexe doit utiliser les méthodes de quantification des gaz à effet de serre de la section 13.A des Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre au Canada pour déclarer ce qui suit :

a) les émissions annuelles totales de CO₂ provenant de la production de métaux communs, par type de métal commun, exprimées en tonnes (t);

b) la quantité annuelle totale de matières carbonées consommées (par exemple réactifs de flux, agents

(c) annual weighted average carbon content of carbon-containing process input (e.g. flux reagents, reducing agents or electrode consumption) by material type, expressed in tonnes of C/tonnes of carbon containing process input material;

(d) total annual quantity of carbon-containing process output material, by material type, expressed in tonnes (t);

(e) annual weighted average carbon content of carbon-containing process output, by material type, expressed in tonnes of C/tonnes of material; and

(f) total annual quantity of individual base metal or nickel matte produced, by type, expressed in tonnes (t).

réducteurs ou consommation d'électrodes), par type de matière, exprimée en tonnes (t);

c) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des matières carbonées consommées (par exemple réactifs de flux, agents réducteurs ou consommation d'électrodes) par type de matière, exprimée en tonnes de C/tonnes de matières carbonées consommées;

d) la quantité annuelle totale de matières carbonées produites, par type de matière, exprimée en tonnes (t);

e) la teneur moyenne annuelle pondérée en carbone des matières carbonées produites, par type de matière, exprimée en tonnes de C/tonnes de matière;

f) la quantité annuelle totale de chaque métal commun ou matte de nickel produit, par type, exprimée en tonnes (t).

EXPLANATORY NOTE

(This note is not part of the notice.)

In March of 2004, the Government of Canada established the Greenhouse Gas Reporting Program (GHGRP) to collect greenhouse gas (GHG) emissions information annually from the largest emitting Canadian facilities. Under this mandatory reporting program, a notice is issued in accordance with section 46 of the Act and published annually in the *Canada Gazette*, outlining the reporting requirements. Operators of facilities that meet the criteria specified in the notice are required to submit their information to Environment and Climate Change Canada by June 1 of each year. The GHGRP is part of Canada's ongoing effort to develop, through a collaborative process with provinces and territories, a harmonized and efficient reporting system that will meet the information needs of all levels of government, provide Canadians with reliable and timely information on greenhouse gas emissions and support regulatory initiatives.

In December 2016, the Government of Canada published the [Notice of intent to inform stakeholders of upcoming consultations on proposed changes to the Greenhouse Gas Reporting Program](#). It is pursuing this expansion to the GHGRP in order to

- enable direct use of the reported data in Canada's National Greenhouse Gas Inventory;
- increase the consistency and comparability of GHG data across jurisdictions; and
- obtain a more comprehensive picture of emissions by Canadian facilities.

NOTE EXPLICATIVE

(La présente note ne fait pas partie de l'avis.)

En mars 2004, le gouvernement du Canada a établi le Programme de déclaration des gaz à effet de serre (PDGES) afin de recueillir annuellement des informations sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) des plus grands émetteurs du Canada. Dans le cadre de ce programme de déclaration obligatoire, un avis est publié chaque année dans la *Gazette du Canada*, conformément à l'article 46 de la Loi, pour décrire les exigences en matière de déclaration. Les exploitants des installations qui répondent aux critères énoncés dans l'avis sont tenus de présenter une déclaration à Environnement et Changement climatique Canada avant le 1^{er} juin de chaque année. Le PDGES s'inscrit dans le cadre des efforts continus déployés par le Canada pour élaborer, par un processus de collaboration avec les provinces et les territoires, un système de déclaration harmonisé et efficace qui répondra aux besoins en information de tous les ordres de gouvernement, qui fournira aux Canadiens une information rapide et fiable sur les émissions de gaz à effet de serre et qui soutiendra les initiatives réglementaires.

En décembre 2016, le gouvernement du Canada a publié l'[Avis d'intention afin d'informer les intervenants des prochaines consultations au sujet des changements proposés au Programme de déclaration des gaz à effet de serre](#). Il poursuit l'expansion du PDGES pour :

- permettre l'utilisation directe des données déclarées dans l'Inventaire national des gaz à effet de serre;
- augmenter l'uniformité et la comparabilité des données sur les GES déclarées dans l'ensemble des administrations;
- obtenir un portrait plus complet des émissions provenant des installations canadiennes.

The notice requiring the reporting of 2017 GHG information, published in December 2017, represented Phase 1 of the expansion. In this phase, the reporting threshold was lowered to require all facilities emitting 10 kt or more of GHGs (in CO₂ eq. units) to report. Specific industry sectors were also required to report additional information, using prescribed methods. These sectors were cement, lime, aluminium, iron and steel producers as well as facilities engaged in CO₂ capture, transport, and storage activities.

As part of Phase 2 of the GHGRP expansion, a proposed set of expanded reporting requirements and methods, applicable to the 2018 calendar year, was circulated and consultations were undertaken with respect to these changes in 2018. More information about these consultations, including a response document issued by the GHGRP, is available on the program's [Consultations web page](#).

This notice represents the second year of the phased expansion to the GHG reporting requirements for industrial facilities in Canada. It contains the following key changes:

- (1) Requirements to apply specific quantification methods to determine emissions, and provide additional data for selected sectors. These requirements are specific to facilities engaged in mining, ethanol production, electricity and heat generation, ammonia production, nitric acid production, hydrogen production, petroleum refineries, pulp and paper production, and base metal production.
- (2) Modifications to certain requirements under Schedules 7 and 10 that were issued in Phase 1 through the notice with respect to reporting of GHGs for 2017.

The GHGRP will continue to allow facilities subject to the expanded reporting requirements issued under Phases 1 and 2 of the expansion to upload provincial reports for those who are already reporting the same or similar data to provincial programs (in British Columbia, Ontario, Quebec, Nova Scotia and Newfoundland and Labrador).

Information required to be reported as outlined in this notice will continue to be collected via Environment and Climate Change Canada's (ECCC) Single Window (SW) system. This system currently collects data for ECCC's GHGRP and for British Columbia, Alberta, Ontario and New Brunswick, to support provincial GHG reporting regulations; the National Pollutant Release Inventory and its partners and various other partner programs. Further information on the GHGRP and step-by-step instructions

L'avis requérant la déclaration des renseignements sur les GES pour 2017, publié en décembre 2017, représentait la phase 1 de cette expansion. Pour cette phase, le seuil de déclaration a été abaissé afin que toutes les installations émettant 10 kt ou plus de GES (en éq. CO₂) soient visées. Il a aussi été requis de secteurs spécifiques de l'industrie de déclarer des renseignements supplémentaires, en utilisant des méthodes prescrites. Ces secteurs étaient ceux du ciment, de la chaux, de l'aluminium, du fer et de l'acier, ainsi que les installations participant à des activités de capture, de transport ou de stockage du CO₂.

Dans le cadre de la phase 2 de l'expansion du PDGES, un ensemble proposé d'exigences et de méthodes de déclaration élargies, applicable à l'année civile 2018, a été distribué et des consultations ont été entreprises au sujet de ces changements en 2018. De plus amples renseignements sur ces consultations, y compris un document de réponse publié par le PDGES, sont disponibles sur la [page Web Consultations](#) du programme.

Le présent avis représente la deuxième année de l'expansion en plusieurs étapes des exigences de déclaration de GES pour les installations industrielles canadiennes. Il contient les principaux changements suivants :

- (1) Des exigences relatives à l'application de méthodes de quantification particulières pour déterminer les émissions et à la fourniture de données supplémentaires pour certains secteurs. Ces exigences sont propres aux installations suivantes : exploitation minière, production d'éthanol, production d'électricité et de chaleur, production d'ammoniac, production d'acide nitrique, production d'hydrogène, raffineries de pétrole, production de pâtes et papiers, et production de métaux communs.
- (2) Des modifications à certaines exigences des annexes 7 et 10 publiées dans un avis émis au cours de la phase 1 en ce qui concerne la déclaration des GES pour 2017.

Dans le cas des installations visées par les exigences de déclaration élargies des phases 1 et 2 de l'expansion et qui déclarent déjà des données identiques ou similaires aux programmes provinciaux (Colombie-Britannique, Ontario, Québec, Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador), le PDGES continuera de permettre aux dites installations de télécharger des rapports provinciaux.

Les renseignements qui doivent être déclarés conformément au présent avis continueront d'être recueillis par le biais du système à guichet unique d'Environnement et Changement climatique Canada (ECCC). Ce système recueille actuellement les données pour le PDGES de l'ECCC ainsi que pour la Colombie-Britannique, l'Alberta, l'Ontario et le Nouveau-Brunswick dans le but de soutenir les réglementations provinciales de déclarations des GES ainsi que pour l'Inventaire national des rejets de

on how to navigate the SW system are available on the [Program website](#).

Compliance with the Act is mandatory and specific offences are established by subsection 272.1(1) of the Act. Subsections 272.1(2), (3) and (4) of the Act set the penalties for persons who contravene section 46 of the Act. Offences include the offence of failing to comply with an obligation arising from the present notice and the offence of providing false or misleading information. Penalties include fines, and the amount of the fine can range from a maximum of \$25,000 for an individual convicted following summary proceedings to a maximum of \$500,000 for a large corporation convicted on indictment. The maximum fines are double for second or subsequent offences.

The current text of the [Act](#), including the most recent amendments, is available on Justice Canada's website.

The Act is enforced in accordance with the [Compliance and Enforcement Policy for the Canadian Environmental Protection Act, 1999](#). Suspected violations under the Act can be reported to the Enforcement Branch by email at ec.enviroinfo.ec@canada.ca.

For more information on the GHGRP, including guidance documents, annual summary reports, and access to reported data, please visit the [GHGRP website](#).

[3-1-o]

DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT

DEPARTMENT OF HEALTH

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

Publication after screening assessment of 10 substances in the Ketones Group specified on the Domestic Substances List (paragraphs 68(b) and (c) or subsection 77(1) of the Canadian Environmental Protection Act, 1999)

Whereas eight of the substances identified in the annex are substances identified under subsection 73(1) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*;

Whereas a summary of the draft screening assessment conducted on eight substances pursuant to section 74 of the Act and on the remaining two substances pursuant to paragraphs 68(b) and (c) of the Act is annexed hereby;

polluants, ses partenaires et divers autres programmes partenaires. Des renseignements complémentaires sur le PDGES ainsi que des instructions étape par étape sur comment naviguer dans le Guichet unique sont disponibles sur le [site Web du Programme](#).

Le respect de la Loi est obligatoire, et des infractions particulières sont prévues par le paragraphe 272.1(1) de la Loi. Les paragraphes 272.1(2), (3) et (4) de la Loi déterminent les peines applicables pour quiconque contrevient à l'article 46 de la Loi. Les infractions comprennent l'omission de se conformer à une obligation découlant du présent avis et la communication de renseignements faux ou trompeurs. Les peines comprennent des amendes, dont le montant peut atteindre un maximum de 25 000 \$ pour une personne déclarée coupable à la suite d'une procédure sommaire et un maximum de 500 000 \$ pour une grande société déclarée coupable par mise en accusation. Les amendes maximales sont doublées en cas de récidive.

Le texte actuel de la [Loi](#), y compris ses modifications récentes, est disponible sur le site Web de Justice Canada.

La Loi est mise en application en vertu de la [Politique d'observation et d'application](#) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. Les infractions présumées à la Loi peuvent être signalées à la Direction générale de l'application de la loi par courriel à l'adresse suivante : ec.enviroinfo.ec@canada.ca.

Pour de plus amples renseignements sur la PDGES, y compris les documents d'orientation, les rapports sommaires annuels et l'accès aux données déclarées, veuillez consulter le [site Web du PDGES](#).

[3-1-o]

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT

MINISTÈRE DE LA SANTÉ

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

Publication après évaluation préalable de 10 substances du groupe des cétones inscrites sur la Liste intérieure [alinéas 68b) et c) ou paragraphe 77(1) de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)]

Attendu que huit substances figurant dans l'annexe sont des substances qui satisfont au paragraphe 73(1) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*;

Attendu qu'un résumé de l'ébauche d'évaluation préalable des substances réalisée en application de l'article 74 de la Loi pour huit substances et en application des alinéas 68b) et c) de la Loi pour deux substances est ci-annexé;

Whereas it is proposed to conclude that methyl ethyl ketone, methyl isobutyl ketone, and 2,4-pentanedione meet one or more of the criteria set out in section 64 of the Act;

And whereas it is proposed to conclude that the remaining substances do not meet any of the criteria set out in section 64 of the Act,

Notice therefore is hereby given that the Minister of the Environment and the Minister of Health (the ministers) propose to recommend to Her Excellency the Governor in Council that methyl ethyl ketone, methyl isobutyl ketone, and 2,4-pentanedione be added to Schedule 1 to the Act.

Notice is further given that the ministers propose to take no further action on methyl propyl ketone, methyl isoamyl ketone, diacetone alcohol, diacetyl, acetoin, and mesityl oxide at this time under section 77 of the Act.

Notice is also given that the ministers propose to take no further action on 2,3-pentanedione at this time.

Notice is furthermore given that the ministers have released a risk management scope document for methyl ethyl ketone, methyl isobutyl ketone, and 2,4-pentanedione to initiate discussions with stakeholders on the development of risk management actions.

Public comment period

Any person may, within 60 days after publication of this notice, file with the Minister of the Environment written comments on the measure the ministers propose to take and on the scientific considerations on the basis of which the measure is proposed. More information regarding the scientific considerations may be obtained from the Canada.ca (Chemical Substances) website. All comments must cite the *Canada Gazette*, Part I, and the date of publication of this notice and be sent to the Executive Director, Program Development and Engagement Division, Department of the Environment, Gatineau, Quebec K1A 0H3, by fax to 819-938-5212, or by email to eccc.substances.eccc@canada.ca. Comments can also be submitted to the Minister of the Environment using the online reporting system available through [Environment and Climate Change Canada's Single Window](#).

In accordance with section 313 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*, any person who provides information in response to this notice may submit with

Attendu qu'il est proposé de conclure que l'éthyl méthyl cétone, la méthyl isobutyl cétone et la 2,4-pentanedione satisfont à un ou à plusieurs des critères de l'article 64 de la Loi;

Et attendu qu'il est proposé de conclure que les substances restantes ne satisfont à aucun des critères de l'article 64 de la Loi,

Avis est par les présentes donné que la ministre de l'Environnement et la ministre de la Santé (les ministres) proposent de recommander à Son Excellence la Gouverneure en conseil que l'éthyl méthyl cétone, la méthyl isobutyl cétone et la 2,4-pentanedione soient ajoutées à l'annexe 1 de la Loi.

Avis est de plus donné que les ministres proposent de ne rien faire pour le moment à l'égard de la méthyl propyl cétone, la méthyl isoamyl cétone, de l'alcool de diacétone, du diacétyle, de l'acétoïne et de l'oxyde de mésityle en application de l'article 77 de la Loi.

Avis est de plus donné que les ministres proposent de ne rien faire pour le moment à l'égard de la 2,3-pentanedione.

Avis est également donné que les ministres ont publié le cadre de gestion des risques concernant l'éthyl méthyl cétone, la méthyl isobutyl cétone et la 2,4-pentanedione pour entamer avec les parties intéressées des discussions sur l'élaboration de mesures de gestion des risques.

Délai pour recevoir les commentaires du public

Dans les 60 jours suivant la publication du présent avis, quiconque le souhaite peut soumettre par écrit à la ministre de l'Environnement ses commentaires sur la mesure que les ministres se proposent de prendre et sur les considérations scientifiques la justifiant. Des précisions sur les considérations scientifiques peuvent être obtenues à partir du site Web Canada.ca (Substances chimiques). Tous les commentaires doivent mentionner la Partie I de la *Gazette du Canada* et la date de publication du présent avis, et être envoyés au Directeur exécutif, Division de la mobilisation et de l'élaboration de programmes, Ministère de l'Environnement, Gatineau (Québec) K1A 0H3, 819-938-5212 (télécopieur), eccc.substances.eccc@canada.ca (courriel). Les commentaires peuvent aussi être envoyés à la ministre de l'Environnement au moyen du système de déclaration en ligne accessible par l'entremise du [Guichet unique d'Environnement et Changement climatique Canada](#).

Conformément à l'article 313 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, quiconque fournit des renseignements en réponse au présent avis peut en

the information a request that it be treated as confidential.

Jacqueline Gonçalves

Director General
Science and Risk Assessment Directorate
On behalf of the Minister of the Environment

Gwen Goodier

Acting Director General
Industrial Sectors, Chemicals and Waste Directorate
On behalf of the Minister of the Environment

David Morin

Director General
Safe Environments Directorate
On behalf of the Minister of Health

ANNEX

Summary of the draft screening assessment of 10 substances in the Ketones Group

Pursuant to section 68 or 74 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA), the Minister of the Environment and the Minister of Health have conducted a screening assessment of 10 substances referred to collectively as the Ketones Group. Substances in this group were identified as priorities for assessment, as they met categorization criteria under subsection 73(1) of CEPA or were considered a priority on the basis of other human health concerns. The Chemical Abstracts Service Registry Numbers (CAS RN¹) of the substances, their *Domestic Substances List* (DSL) names and their common names and acronyms are listed in the table below.

Substances in the Ketones Group

CAS RN	Subgroup	<i>Domestic Substances List</i> name	Common name (acronym)
78-93-3	1	2-Butanone	Methyl ethyl ketone (MEK)
107-87-9	1	2-Pentanone	Methyl propyl ketone (MPK)
108-10-1	2	4-Methyl-2-pentanone	Methyl isobutyl ketone (MIBK)
110-12-3	2	2-Hexanone, 5-methyl	Methyl isoamyl ketone (MIAK)
123-42-2	2	4-Hydroxy-4-methyl-2-pentanone	Diacetone alcohol (DAA)
431-03-8	3	2,3-Butanedione	Diacetyl

¹ The Chemical Abstracts Service Registry Number (CAS RN) is the property of the American Chemical Society, and any use or redistribution, except as required in supporting regulatory requirements and/or for reports to the Government of Canada when the information and the reports are required by law or administrative policy, is not permitted without the prior, written permission of the American Chemical Society.

même temps demander que ceux-ci soient considérés comme confidentiels.

La directrice générale
Direction des sciences et de l'évaluation des risques

Jacqueline Gonçalves

Au nom de la ministre de l'Environnement

La directrice générale par intérim
Direction des secteurs industriels, substances chimiques et déchets

Gwen Goodier

Au nom de la ministre de l'Environnement

Le directeur général
Direction de la sécurité des milieux

David Morin

Au nom de la ministre de la Santé

ANNEXE

Résumé de l'ébauche d'évaluation préalable de 10 substances du groupe des cétones

En vertu des articles 68 ou 74 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [LCPE], la ministre de l'Environnement et la ministre de la Santé ont réalisé l'évaluation préalable de 10 substances formant le groupe des cétones. Les substances de ce groupe ont été jugées d'intérêt prioritaire pour une évaluation, car elles satisfont aux critères de catégorisation énoncés au paragraphe 73(1) de la LCPE ou suscitent d'autres préoccupations pour la santé humaine. Le tableau ci-dessous indique le numéro d'enregistrement du Chemical Abstracts Service (NE CAS¹) de ces substances, leur nom sur la *Liste intérieure* (LI) ainsi que leur nom commun et leur acronyme.

¹ Le numéro d'enregistrement du Chemical Abstracts Service (NE CAS) est la propriété de l'American Chemical Society. Toute utilisation ou redistribution, sauf quand cela est requis pour des exigences réglementaires ou pour des rapports au gouvernement du Canada quand l'information et les rapports sont requis en vertu d'une loi ou d'une politique administrative, est interdite sans autorisation écrite préalable de l'American Chemical Society.

CAS RN	Subgroup	<i>Domestic Substances List</i> name	Common name (acronym)
513-86-0	3	2-Butanone, 3-hydroxy	Acetoin
600-14-6 ^a	3	2,3-Pentanedione	2,3-Pentanedione (2,3-PD)
123-54-6 ^a	Individual	2,4-Pentanedione	2,4-Pentanedione (2,4-PD)
141-79-7	Individual	4-Methyl-3-penten-2-one	Mesityl oxide (MO)

^a This substance was not identified under subsection 73(1) of CEPA but was included in this assessment, as it was considered a priority on the basis of other human health concerns.

Substances du groupe des cétones

NE CAS	Sous-groupe	Nom dans la <i>Liste intérieure</i>	Nom commun (acronyme)
78-93-3	1	2-butanone	éthyl méthyl cétone (MEK)
107-87-9	1	pentan-2-one	méthyl propyl cétone (MPK)
108-10-1	2	4-méthylpentan-2-one	méthyl isobutyl cétone (MIBK)
110-12-3	2	5-méthylhexan-2-one	méthyl isoamyl cétone (MIAK)
123-42-2	2	4-hydroxy-4-méthylpentan-2-one	alcool de diacétone
431-03-8	3	butanedione	diacétyl
513-86-0	3	acétoïne	acétoïne
600-14-6 ^a	3	pentane-2,3-dione	2,3-pentanedione (2,3-PD)
123-54-6 ^a	séparé	pentane-2,4-dione	2,4-pentanedione (2,4-PD)
141-79-7	séparé	4-méthylpent-3-én-2-one	oxyde de mésityle

^a Cette substance n'a pas été désignée en vertu du paragraphe 73(1) de la LCPE, mais est visée par la présente évaluation, car elle est considérée d'intérêt prioritaire en raison d'autres préoccupations pour la santé humaine.

All 10 substances in the Ketones Group are commercially produced and are also naturally present in the environment in various plants and/or food items or produced by microbes and other organisms. Several of the ketones are also produced endogenously in humans, including MEK, diacetyl and acetoin. MEK, MPK and MIBK have been detected in breast milk. According to information reported in response to surveys conducted under section 71 of CEPA, only DAA (23 000 kg) and 2,3-PD (1 200 kg) were reported to be manufactured in Canada in 2011. Reported imports in Canada for these ketones ranged between 100 kg (for acetoin) and 6 000 000 kg (for MEK) in 2011. In the same year, no Canadian manufacturing or importing activities were reported for MO above the reporting threshold of 100 kg.

In general, ketones are primarily used as solvents in various products, including products available to consumers, such as paints, coatings and adhesives, and as chemical intermediates and solvents among others in numerous industrial applications. They may also be used as food flavouring agents, in cosmetics and as formulants in pest control products.

Les 10 substances du groupe des cétones sont produites commercialement et se retrouvent aussi naturellement dans l'environnement dans diverses plantes ou denrées alimentaires ou, encore, sont produites par des microbes ou d'autres organismes. Différentes cétones sont aussi produites de manière endogène par les humains, notamment la MEK, le diacétyl et l'acétoïne. On a détecté de la MEK, de la MPK et de la MIBK dans le lait maternel. Selon les renseignements recueillis lors d'enquêtes menées en vertu de l'article 71 de la LCPE, seuls l'alcool de diacétone (à raison de 23 000 kg) et la 2,3-PD (à raison 1 200 kg) ont été synthétisés au Canada en 2011. Les importations déclarées de ces cétones au Canada se situaient entre 100 kg (pour l'acétoïne) et 6 000 000 kg (pour la MEK) en 2011. Pour la même année, au Canada, on n'a déclaré aucune activité de fabrication ou d'importation d'oxyde de mésityle dépassant le seuil de 100 kg.

En général, on utilise surtout les cétones comme solvants dans différents produits, dont des produits offerts aux consommateurs, comme les peintures, les revêtements et les adhésifs, ainsi que pour plusieurs applications industrielles, notamment comme produits intermédiaires et solvants. On peut aussi les utiliser comme agents aromatisants d'aliments, dans des cosmétiques et comme formulants dans des produits antiparasitaires.

The ecological risks of the substances in the Ketones Group were characterized using the ecological risk classification of organic substances (ERC). The ERC is a risk-based approach that employs multiple metrics for both hazard and exposure based on weighted consideration of multiple lines of evidence for determining risk classification. Hazard profiles are established based principally on metrics regarding mode of toxic action, chemical reactivity, food web-derived internal toxicity thresholds, bio-availability, and chemical and biological activity. Metrics considered in the exposure profiles include potential emission rate, overall persistence, and long-range transport potential. A risk matrix is used to assign a low, moderate or high level of potential concern for substances based on their hazard and exposure profiles. The ERC identified the 10 substances in the assessment as having a low potential to cause ecological harm.

Considering all available lines of evidence presented in the draft screening assessment, there is a low risk of harm to the environment from MEK, MPK, MIBK, MIAK, DAA, diacetyl, acetoin, 2,3-PD, 2,4-PD, and MO. It is proposed to conclude that MEK, MPK, MIBK, MIAK, DAA, diacetyl, acetoin, 2,3-PD, 2,4-PD, and MO do not meet the criteria under paragraph 64(a) or (b) of CEPA, as they are not entering the environment in a quantity or concentration or under conditions that have or may have an immediate or long-term harmful effect on the environment or its biological diversity or that constitute or may constitute a danger to the environment on which life depends.

Several of these ketones have been previously reviewed internationally; these reviews and assessments were used to inform the health effects characterization in the screening assessment.

For the human health risk assessment, eight of the substances in this group have been addressed under three subgroups, with the remaining two substances addressed individually. For subgroup 1, the critical health effects include developmental effects for MEK and decreased body weight gain for both MEK and MPK. The general population in Canada is exposed to MEK and MPK from air and from food (primarily natural occurrence), and from products available to consumers, including cosmetics, paints and do-it-yourself products for MEK and paint products for MPK. A comparison of levels of MEK and MPK to which Canadians can be exposed in environmental media and food with levels associated with adverse effects in laboratory studies results in margins that are considered adequate to address uncertainties in exposure and health effects data used to characterize risk. However, the margins between exposure to MEK in some products

Les risques pour l'environnement associés aux substances du groupe des cétones ont été caractérisés à l'aide de la classification du risque écologique des substances organiques (CRE). La CRE est une méthode de classification des risques qui tient compte de plusieurs paramètres liés au danger et à l'exposition et utilise une pondération des éléments de preuve pour catégoriser le risque. Les profils de danger reposent principalement sur des paramètres liés au mode d'action toxique, à la réactivité chimique, à des seuils de toxicité interne dérivés du réseau trophique, à la biodisponibilité et à l'activité biologique et chimique. Les paramètres pris en compte pour dresser les profils d'exposition sont le taux d'émission potentielle, la persistance globale et le potentiel de transport sur grande distance. À l'aide d'une matrice des risques, on assigne un potentiel de préoccupation — faible, moyen ou élevé — aux substances en fonction de leurs profils de danger et d'exposition. La CRE a permis d'établir que les 10 substances visées par l'évaluation ont un potentiel faible de causer des effets nocifs pour l'environnement.

Compte tenu de tous les éléments de preuve contenus dans l'ébauche d'évaluation préalable, la MEK, la MPK, la MIBK, la MIAK, l'alcool de diacétone, le diacétyle, l'acétoïne, la 2,3-PD, la 2,4-PD et l'oxyde de mésityle présentent un risque d'effets nocifs faible sur l'environnement. Il est proposé de conclure que la MEK, la MPK, la MIBK, la MIAK, l'alcool de diacétone, le diacétyle, l'acétoïne, la 2,3-PD, la 2,4-PD et l'oxyde de mésityle ne satisfont à aucun des critères énoncés aux alinéas 64a) ou 64b) de la LCPE, car ils ne pénètrent pas dans l'environnement en une quantité ou concentration ou dans des conditions qui ont ou peuvent avoir un effet nocif immédiat ou à long terme sur l'environnement ou sur sa diversité biologique ou qui constituent ou peuvent constituer un danger pour l'environnement nécessaire à la vie.

Certaines de ces cétones ont fait l'objet d'examens par des organismes internationaux. Dans l'évaluation préalable, les résultats de ces examens et évaluations ont été utilisés pour éclairer la caractérisation des effets sur la santé.

Pour estimer les risques pour la santé humaine, huit des substances de ce groupe ont été réparties en trois sous-groupes, et on a évalué séparément les deux dernières. Dans le cas des effets critiques sur la santé du sous-groupe 1, la MEK a des effets sur le développement, et la MEK et la MPK diminuent la prise de poids corporel. La population générale du Canada est exposée à la MEK et à la MPK présentes dans l'air et dans des denrées alimentaires (présence surtout naturelle), et présentes dans des produits offerts aux consommateurs, notamment dans des cosmétiques, des peintures et des produits de bricolages dans le cas de la MEK et dans des produits de peinture dans le cas de la MPK. Une comparaison entre les concentrations de MEK et MPK auxquels les Canadiens pourraient être exposés dans les milieux environnementaux et les aliments et les concentrations associées à des effets nocifs dans les études de laboratoire produit des

available to consumers, namely lacquer and adhesive remover, paint products and PVC cement/primer, and critical health effect levels, are considered potentially inadequate to account for uncertainties in the exposure and health data used to characterize risk. Given the low acute toxicity of MPK and the absence of developmental effects via inhalation, there are no concerns related to the presence of MPK in products available to consumers.

For subgroup 2 (MIBK, MIAK and DAA), the International Agency for Research on Cancer (IARC) considers MIBK to be in group 2B (“possibly carcinogenic to humans”), with “sufficient evidence” of carcinogenicity in laboratory animals. For non-cancer effects, effects on the liver and kidney as well as developmental effects were observed in laboratory studies. The general population of Canada may be exposed to MIBK, MIAK and DAA from environmental media and food (primarily from their natural occurrence), and from the use of products available to consumers, including cosmetics, markers, paints and do-it-yourself products. A comparison of estimated levels of exposure to MIAK and DAA and critical effect levels results in margins that are considered to be adequate to address uncertainties in exposure and health effects data used to characterize risk. However, for MIBK, the resulting margins associated with the use of various paint and wood lacquer products are considered to be potentially inadequate.

For subgroup 3 (diacetyl, 2,3-PD and acetoin), diacetyl was carcinogenic in laboratory studies. Non-cancer effects have also been observed, such as effects on the respiratory tract for diacetyl. The general population of Canada is primarily exposed to diacetyl, 2,3-PD and acetoin from food (due to natural occurrence and use as a flavouring agent), and to diacetyl and 2,3-PD from use of a limited number of products available to consumers, including cosmetics and air fresheners, respectively. A comparison of estimated levels of exposure to diacetyl, 2,3-PD and acetoin and critical effect levels results in margins that are considered to be adequate to address uncertainties in exposure and health effects data used to characterize risk.

marges considérées comme adéquates pour compenser les incertitudes des données sur l'exposition et les effets sur la santé utilisées pour caractériser les risques. On estime toutefois que les marges entre l'exposition à la MEK dans certains produits offerts aux consommateurs (notamment des décapants de laques et d'adhésifs, des produits de peinture et des ciments ou apprêts à PVC) et les concentrations donnant des effets critiques sur la santé pourraient ne pas compenser les incertitudes des données sur l'exposition utilisées pour caractériser les risques. Considérant la faible toxicité aiguë de la MPK et l'absence d'effets de l'inhalation sur le développement, il n'existe pas d'inquiétude relative à la présence de la MPK dans des produits offerts aux consommateurs.

Dans le cas du sous-groupe 2 (la MIBK, la MIAK et l'alcool de diacétone), le Centre international de recherche sur le cancer (CIRC) estime que la MIBK se range dans le groupe 2B (cancérogène humain probable), étant donné les « données probantes suffisantes » de cancérogénicité chez les animaux de laboratoire. En ce qui concerne les effets non cancérogènes, des effets sur le foie et les reins, ainsi que des effets sur le développement, ont été observés lors d'études en laboratoire. La population générale du Canada pourrait être exposée à la MIBK, à la MIAK et à l'alcool de diacétone à partir des milieux environnementaux et les aliments (surtout à cause de leur présence naturelle) et par l'utilisation de produits offerts aux consommateurs, notamment les cosmétiques, les stylos-feutres, les peintures et les produits de bricolage. La comparaison entre les concentrations estimées de l'exposition à la MIAK et à l'alcool de diacétone et les concentrations associées à des effets critiques produit des marges que l'on considère comme adéquates pour compenser les incertitudes des données sur l'exposition et la santé utilisées pour caractériser les risques. Toutefois, dans le cas de la MIBK, on estime que les marges résultantes associées à l'utilisation de divers produits de peinture et de laques pour bois pourraient être inadéquates.

Dans le cas du sous-groupe 3 (le diacétyle, la 2,3-PD et l'acétoïne), des études de laboratoire ont déterminé que le diacétyle était cancérogène. On a aussi observé des effets non cancéreux, notamment les effets du diacétyle sur les voies respiratoires. La population générale du Canada est principalement exposée au diacétyle, à la 2,3-PD et à l'acétoïne par les aliments (en raison de leur présence naturelle et de leur utilisation comme agent aromatisant), ainsi qu'au diacétyle et à la 2,3-PD à partir de l'utilisation d'un nombre réduit de produits offerts aux consommateurs, respectivement des cosmétiques et des assainisseurs d'air. La comparaison entre les concentrations estimées de l'exposition au diacétyle, à la 2,3-PD et à l'acétoïne et les concentrations associées à des effets critiques produit des marges considérées comme adéquates pour compenser les incertitudes des données sur les expositions de la santé utilisées pour caractériser les risques.

The available health effects information on 2,4-PD indicates general systemic toxicity and developmental effects. 2,4-PD has shown some potential for genotoxicity, but it is not expected to be carcinogenic. The general population of Canada may be exposed to 2,4-PD from food (natural occurrence) and from the use of a limited number of products available to consumers, such as specialty coating products. Margins for levels of 2,4-PD in food are considered adequate. A comparison of estimated levels of exposure to 2,4-PD from use of a coating applied to a large surface area, such as a trailer or a boat, and critical effect levels results in margins that are considered potentially inadequate to address uncertainties in exposure and health effects data used to characterize risk.

Canadians may be exposed to MO from its presence in air and food. MO is not expected to be carcinogenic or genotoxic. General systemic toxicity has been associated with exposure to MO in laboratory studies. Comparison of estimated levels of exposure to MO in environmental media and food and critical effect levels results in margins that are considered to be adequate to address uncertainties in exposure and health effects data used to characterize risk.

Therefore, on the basis of the information presented in the draft screening assessment, it is proposed to conclude that MEK, MIBK, and 2,4-PD meet the criteria under paragraph 64(c) of CEPA, as they are entering the environment in a quantity or concentration or under conditions that constitute or may constitute a danger in Canada to human life or health.

However, it is proposed to conclude that MPK, MIAK, DAA, diacetyl, 2,3-PD, acetoin and MO do not meet the criteria under paragraph 64(c) of CEPA, as they are not entering the environment in a quantity or concentration or under conditions that constitute or may constitute a danger in Canada to human life or health.

Proposed conclusion

It is proposed to conclude that MEK, MIBK, and 2,4-PD meet one or more of the criteria set out in section 64 of CEPA.

It is proposed to conclude that MPK, MIAK, DAA, diacetyl, 2,3-PD, acetoin and MO do not meet any of the criteria set out in section 64 of CEPA.

Les informations disponibles sur les effets de la 2,4-PD sur la santé indiquent une toxicité systémique générale et des effets sur le développement. On a montré que la 2,4-PD avait un potentiel de génotoxicité, mais on ne s'attend pas à ce qu'elle soit cancérigène. La population générale du Canada peut être exposée à la 2,4-PD par l'alimentation (présence naturelle) et l'utilisation d'un nombre réduit de produits offerts aux consommateurs, notamment des revêtements spéciaux. Les marges pour les concentrations de 2,4-PD dans les aliments sont considérées comme adéquates. La comparaison entre les concentrations estimées d'exposition à la 2,4-PD découlant de l'application d'un revêtement sur une grande surface (comme celle d'une remorque ou d'un bateau) et les concentrations associées à des effets critiques produit des marges considérées comme étant potentiellement inadéquates pour compenser les incertitudes des données sur l'exposition et les effets sur la santé utilisées pour caractériser les risques.

Les Canadiens pourraient être exposés à l'oxyde de mésityle présent dans l'air et dans les aliments. On ne s'attend pas à ce que l'oxyde de mésityle soit cancérigène ou génotoxique. Des études de laboratoire ont associé une toxicité systémique générale à l'exposition à l'oxyde de mésityle. La comparaison des concentrations estimées de l'exposition à l'oxyde de mésityle occasionnée par les milieux environnementaux et les aliments et les niveaux d'effets critiques produit des marges qui sont considérées comme étant adéquates pour compenser les incertitudes des données sur l'exposition et les effets sur la santé utilisées pour caractériser les risques.

Donc, à la lumière des renseignements contenus dans l'ébauche d'évaluation préalable, il est proposé de conclure que la MEK, la MIBK et la 2,4-PD satisfont au critère énoncé à l'alinéa 64c) de la LCPE, car elles pénètrent dans l'environnement en une quantité ou concentration ou dans des conditions de nature à constituer un danger au Canada pour la vie ou la santé humaines.

Toutefois, il est proposé de conclure que la MPK, la MIAK, l'alcool de diacétone, le diacétyl, la 2,3-PD, l'acétoïne et l'oxyde de mésityle ne satisfont pas au critère énoncé à l'alinéa 64c) de la LCPE, car ils ne pénètrent pas dans l'environnement en une quantité ou concentration ou dans des conditions de nature à constituer un danger au Canada pour la vie ou la santé humaines.

Conclusion proposée

Il est proposé de conclure que la MEK, la MIBK et la 2,4-PD satisfont à un ou à plusieurs des critères énoncés à l'article 64 de la LCPE.

Il est proposé de conclure que la MPK, la MIAK, l'alcool de diacétone, le diacétyl, la 2,3-PD, l'acétoïne et l'oxyde de mésityle ne satisfont à aucun des critères énoncés à l'article 64 de la LCPE.

It is proposed to conclude that MEK and 2,4-PD meet the persistence criteria but not the bioaccumulation criteria, as set out in the *Persistence and Bioaccumulation Regulations* of CEPA.

It is proposed to conclude that MIBK does not meet the persistence or bioaccumulation criteria, as set out in the *Persistence and Bioaccumulation Regulations* of CEPA.

The draft screening assessment for the Ketones Group and the risk management scope document for methyl ethyl ketone, methyl isobutyl ketone, and 2,4-pentanedione are available on the Canada.ca ([Chemical Substances](http://Canada.ca)) website.

[3-1-o]

DEPARTMENT OF INDUSTRY

TELECOMMUNICATIONS ACT

Notice No. TIPB-001-2019 — Petition to the Governor in Council concerning Telecom Regulatory Policy CRTC 2018-377

Notice is hereby given that a petition from SouthWestern Integrated Fibre Technology Inc. (SWIFT) has been received by the Governor in Council (GIC) under section 12 of the *Telecommunications Act* with respect to a decision issued by the Canadian Radio-television and Telecommunications Commission (CRTC) concerning the development of the CRTC's broadband fund.

Subsection 12(1) of the *Telecommunications Act* provides that, within one year after a decision by the CRTC, the GIC may, on petition in writing presented to the GIC within 90 days after the decision, or on the GIC's own motion, by order, vary or rescind the decision or refer it back to the CRTC for reconsideration of all or a portion of it.

In its petition dated December 19, 2018, SWIFT requested that the GIC vary Telecom Regulatory Policy CRTC 2018-377, *Development of the Commission's Broadband Fund*. The reasons for this request are included in the petition.

Submissions regarding this petition should be filed within 30 days of the publication of this notice in the *Canada Gazette*. All comments received will be posted on the Innovation, Science and Economic Development Canada Spectrum Management and Telecommunications website.

Il est proposé de conclure que la MEK et la 2,4-PD satisfont au critère de persistance, mais non à celui de la bioaccumulation, tel qu'il est énoncé dans le *Règlement sur la persistance et la bioaccumulation* de la LCPE.

Il est proposé de conclure que la MIBK ne répond pas aux critères de persistance et de bioaccumulation énoncés dans le *Règlement sur la persistance et la bioaccumulation* de la LCPE.

L'ébauche d'évaluation préalable du groupe des cétones et le document sur le cadre de gestion des risques pour l'éthyl méthyl cétone, la méthyl isobutyl cétone et la 2,4-pentanedione substances sont accessibles sur le site Web Canada.ca ([Substances chimiques](http://site Web Canada.ca)).

[3-1-o]

MINISTÈRE DE L'INDUSTRIE

LOI SUR LES TÉLÉCOMMUNICATIONS

Avis n° TIPB-001-2019 — Pétition présentée au gouverneur en conseil concernant la Politique réglementaire de télécom CRTC 2018-377

Avis est donné par la présente qu'une pétition de SouthWestern Integrated Fibre Technology Inc. (SWIFT) a été reçue par le gouverneur en conseil (GEC) aux termes de l'article 12 de la *Loi sur les télécommunications* concernant une décision rendue par le Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes (CRTC) au sujet de l'élaboration du fonds pour la large bande du CRTC.

Le paragraphe 12(1) de la *Loi sur les télécommunications* prévoit que, dans l'année qui suit la prise d'une décision par le CRTC, le gouverneur en conseil peut, par décret, soit de sa propre initiative, soit sur demande écrite présentée dans les 90 jours de cette prise, modifier ou annuler la décision ou la renvoyer au CRTC pour réexamen de tout ou partie de celle-ci.

Dans sa pétition datée du 19 décembre 2018, SWIFT demande que le GEC modifie la Politique réglementaire de télécom CRTC 2018-377, *Élaboration du Fonds pour la large bande du Conseil*. Les motifs de cette demande sont énoncés dans la pétition.

Les commentaires relatifs à cette pétition doivent être présentés dans les 30 jours suivant la publication du présent avis dans la *Gazette du Canada*. Tous les commentaires reçus seront publiés sur le site Web de Gestion du spectre et télécommunications d'Innovation, Sciences et Développement économique Canada.

Submitting comments

Submissions should be addressed to the Clerk of the Privy Council and Secretary to the Cabinet, 80 Wellington Street, Ottawa, Ontario K1A 0A3.

A copy of all submissions should also be sent to the Director General, Telecommunications and Internet Policy Branch, Innovation, Science and Economic Development Canada, preferably in electronic format (Microsoft Word or Adobe PDF) to the following email address: ic.telecomsubmission-soumissiontelecom.ic@canada.ca. Written copies can be sent to the Director General, Telecommunications and Internet Policy Branch, Innovation, Science and Economic Development Canada, 235 Queen Street, 10th Floor, Ottawa, Ontario K1A 0H5.

All submissions should cite the *Canada Gazette*, Part I, the publication date, the title and the notice reference number (TIPB-001-2019).

Obtaining copies

A copy of the petition filed by SWIFT, as well as copies of all relevant petitions and submissions received in response, may be obtained electronically on the [Spectrum Management and Telecommunications website](#), under “Gazette Notices and Petitions.” It is the responsibility of interested parties to check the public record from time to time to keep abreast of submissions received.

Official versions of notices can be viewed on the [Canada Gazette website](#).

January 10, 2019

Pamela Miller

Director General
Telecommunications and Internet Policy Branch

[3-1-o]

ENVIRONMENT AND CLIMATE CHANGE CANADA

Notice to interested parties — Clean Fuel Standard regulatory design paper

1. Introduction

The Government of Canada is developing a Clean Fuel Standard to reduce Canada’s greenhouse gas emissions through the increased use of lower carbon fuels, energy sources and technologies. The objective of the Clean Fuel

Pour présenter des commentaires

Les commentaires doivent être adressés au Greffier du Conseil privé et secrétaire du Cabinet, 80, rue Wellington, Ottawa (Ontario) K1A 0A3.

Une copie de tous les commentaires doit également être transmise à la directrice générale, Direction générale de la politique des télécommunications et d’Internet, Innovation, Sciences et Développement économique Canada, préférentiellement sous forme électronique (Microsoft Word ou Adobe PDF), à l’adresse de courriel ic.telecomsubmission-soumissiontelecom.ic@canada.ca. Les copies imprimées peuvent être envoyées à la Directrice générale, Direction générale de la politique des télécommunications et d’Internet, Innovation, Sciences et Développement économique Canada, 235, rue Queen, 10^e étage, Ottawa (Ontario) K1A 0H5.

Toutes les présentations doivent citer la Partie I de la *Gazette du Canada*, la date de publication, le titre et le numéro de référence de l’avis (TIPB-001-2019).

Pour obtenir des copies

Une copie de la pétition soumise par SWIFT, ainsi que des copies de toutes les pétitions pertinentes et de tous les commentaires pertinents reçus à leur sujet, peut être obtenue par voie électronique sur le [site Web de Gestion du spectre et télécommunications](#), à la rubrique intitulée « Avis de la Gazette et demandes ». Il incombe aux parties intéressées de consulter le dossier public de temps à autre afin de se tenir au courant des commentaires reçus.

On peut obtenir la version officielle des avis sur le [site Web de la Gazette du Canada](#).

Le 10 janvier 2019

La directrice générale

Direction générale de la politique des
télécommunications et d’Internet

Pamela Miller

[3-1-o]

ENVIRONNEMENT ET CHANGEMENT CLIMATIQUE CANADA

Avis aux parties intéressées — Norme sur les combustibles propres : document de conception réglementaire

1. Introduction

Le gouvernement du Canada élabore une Norme sur les combustibles propres afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) du Canada grâce à l’utilisation accrue de combustibles, de sources d’énergie et de

Standard is to achieve 30 million tonnes of annual reductions in greenhouse gas emissions by 2030, making an important contribution to the achievement of Canada's target of reducing national emissions by 30% below 2005 levels by 2030. The Clean Fuel Standard will complement carbon pollution pricing by reducing greenhouse gas emissions throughout the lifecycle of fuels and by driving investments in cleaner fuels and in clean technology in Canada.

The Clean Fuel Standard regulations will set separate requirements for liquid, gaseous and solid fossil fuels. The regulations for the liquid stream will be developed first, with the draft regulations for the liquid stream planned for publication in the *Canada Gazette*, Part I, in spring/summer 2019 and the final regulations in 2020.

This document presents key elements of the design of the Clean Fuel Standard regulations, building on the features described in the [Clean Fuel Standard regulatory framework](#) that was published in December 2017. As the liquid stream regulations will be published first, they focus on requirements for this stream, but they also provide some information on the gaseous and solid streams.

Key design elements covered in this paper include

- **Requirement for the liquid stream:** the carbon intensity of liquid fuels will have to be reduced by 10 grams (g) of carbon dioxide equivalent (CO₂e) per megajoule (MJ) below their reference carbon intensity by 2030. This corresponds to a carbon intensity reduction of approximately 11% and up to 23 megatonnes (Mt) of incremental emissions reductions in 2030.
- **Actions that generate credits, including fuel switching by end-users in the liquid stream:** credits can be generated when some fuel users switch from a higher carbon intensity fuel to a lower carbon intensity fuel by changing or retrofitting combustion devices when a liquid transportation fuel is displaced by natural gas, propane or a non-carbon energy carrier (e.g. electricity, hydrogen) or when fuels are switched along the production chain of a fossil fuel.
- **Early action credits** will be allowed for actions taken in all three fuel streams after the publication of final regulations for the liquid stream, which is expected to occur in 2020.

technologies à plus faible teneur en carbone. L'objectif de la Norme sur les combustibles propres est d'engendrer des réductions annuelles des émissions totales de gaz à effet de serre de 30 millions de tonnes d'ici 2030, ceci représentant une contribution importante pour l'atteinte de l'objectif du Canada qui consiste à réduire les émissions nationales de GES de 30 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2005. La Norme sur les combustibles propres complétera la tarification de la pollution causée par le carbone en réduisant les émissions de gaz à effet de serre tout au long du cycle de vie des combustibles et en stimulant les investissements dans les combustibles et les technologies propres au Canada.

Le règlement relatif à la Norme sur les combustibles propres établira des exigences distinctes pour les combustibles liquides, gazeux et solides. Le règlement sur le groupe des combustibles liquides est le premier en cours d'élaboration; le projet de règlement devrait être publié dans la Partie I de la *Gazette du Canada* au printemps/été 2019 suivi par le règlement définitif en 2020.

Ce document présente les principaux éléments de la conception du règlement relatif à la Norme sur les combustibles propres, en s'appuyant sur les caractéristiques décrites dans le [cadre réglementaire de la Norme sur les combustibles propres](#) qui a été publié en décembre 2017. Étant celui qui sera publié en premier, le règlement sur le groupe des combustibles liquides ne met pas seulement l'accent sur les exigences pour ce groupe, mais il fournit également des renseignements sur les groupes des combustibles gazeux et solides.

Les principaux éléments de conception abordés dans le présent document sont les suivants :

- **Cible pour le groupe des combustibles liquides :** l'intensité en carbone des combustibles liquides devra être réduite de 10 grammes (g) d'équivalent en dioxyde de carbone (d'éq. CO₂) par mégajoule (MJ) sous leur intensité en carbone de référence d'ici 2030. Cela correspond à une réduction d'environ 11 % de l'intensité en carbone, soit 23 mégatonnes (Mt) des réductions visées en 2030.
- **Mesures générant des crédits, notamment le remplacement de combustibles par les utilisateurs finaux dans le groupe des combustibles liquides :** des crédits pourront être générés lorsque des utilisateurs de combustible remplacent un combustible à plus haute intensité en carbone par un combustible à plus faible intensité en carbone en modifiant ou modernisant un appareil de combustion lorsqu'un combustible de transport liquide est remplacé par le gaz naturel, le propane ou une source d'énergie sans carbone (p. ex. électricité, hydrogène) ou lorsque les combustibles sont remplacés dans les procédés de production d'un combustible fossile.

- **Trading of credits between fuel streams:** 10% of a company's carbon intensity compliance obligation for any stream will be allowed to be met with credits from other streams.
- **Indirect land-use changes** will not be accounted for in calculating the lifecycle carbon intensity of a fuel at this time. However, we are considering using proxies to account for some of these indirect land-use impacts.

2. Application of the Clean Fuel Standard

The Clean Fuel Standard will apply to all those who produce, import and in some cases distribute fossil fuels in Canada. Regulated parties that have a carbon intensity compliance obligation will be referred to as fossil fuel primary suppliers in this paper.

Liquid fossil fuel primary suppliers will be required to reduce the carbon intensity of their fuels and will have a carbon intensity compliance obligation based on the amount of liquid fossil fuel they produce and import in Canada.

The carbon intensity requirements for gaseous and solid fossil fuels primary suppliers will be set at a later date. Parties that are not fossil fuel primary suppliers will be able to participate in the Clean Fuel Standard as voluntary credit generators.

- Les **crédits d'action précoce** seront admis pour chacun des trois groupes de combustibles, relativement aux mesures prises après la publication du règlement final sur le groupe des combustibles liquides, prévu en 2020.
- **Échange de crédits entre les groupes de combustibles** : 10 % de l'obligation de conformité relative à l'intensité en carbone imposée à une entreprise pour quelque groupe que ce soit pourra se voir accorder des crédits provenant d'autres groupes.
- Les **changements indirects de l'utilisation des terres** ne seront pas pris en compte dans le calcul de l'intensité en carbone du cycle de vie d'un combustible pour le moment. Le recours à des valeurs approximatives pour prendre en compte certains de ces effets indirects sur l'utilisation des terres est cependant envisagé.

2. Application de la Norme sur les combustibles propres

La Norme sur les combustibles propres s'appliquera à quiconque produit, importe et, dans certains cas, distribue des combustibles fossiles au Canada. Les parties réglementées qui ont une obligation de conformité en matière d'intensité en carbone seront appelées fournisseurs principaux de combustibles fossiles dans le présent document.

Les fournisseurs principaux de combustibles fossiles liquides seront tenus de réduire l'intensité en carbone de leurs combustibles et auront une obligation de conformité en matière d'intensité en carbone fondée sur la quantité de combustibles fossiles liquides qu'ils produisent et importent au Canada.

Les exigences relatives à l'intensité en carbone pour les principaux fournisseurs de combustibles fossiles gazeux et solides seront établies à une date ultérieure. Les parties qui ne sont pas des fournisseurs principaux de combustibles fossiles pourront participer à la Norme sur les combustibles propres en tant que générateurs de crédits volontaires.

Parties regulated under the Clean Fuel Standard

Fossil fuel primary supplier

The **fossil fuel primary supplier** is the party responsible for meeting carbon intensity requirements for the fossil fuels they supply. These parties can also generate credits.

For liquid fossil fuels, the fossil fuel primary suppliers will be

- Persons who produce liquid fossil fuels; and
- Persons who import liquid fossil fuels.

For gaseous fuels, the fossil fuel primary suppliers will be¹

- Persons who process or import natural gas;²
- Persons who produce or import propane;³ and
- Persons who deliver pipeline quality natural gas to end-users.⁴

For solid fuels, the fossil fuel primary suppliers will be

- Persons who produce solid fossil fuels; and
- Persons who import solid fossil fuels.

Voluntary credit generator

A **voluntary credit generator** is a party other than a fossil fuel primary supplier (i.e., does not have an

Parties réglementées en vertu de la Norme sur les combustibles propres

Fournisseur principal de combustibles fossiles

Le **fournisseur principal de combustibles fossiles** est la partie responsable du respect des exigences en matière d'intensité en carbone pour les combustibles fossiles qu'elle fournit. Ces parties peuvent également générer des crédits.

Pour les combustibles fossiles liquides, les personnes suivantes seront considérées comme étant des fournisseurs principaux de combustibles fossiles :

- les personnes qui produisent des combustibles fossiles liquides;
- les personnes qui importent des combustibles fossiles liquides.

Pour les combustibles gazeux, les personnes suivantes seront considérées comme étant des fournisseurs principaux de combustibles fossiles¹ :

- les personnes qui transforment ou importent du gaz naturel²;
- les personnes qui produisent ou importent du propane³;
- les personnes qui livrent du gaz naturel de qualité pipeline à des utilisateurs finaux⁴.

Pour les combustibles solides, les personnes suivantes seront considérées comme étant des fournisseurs principaux de combustibles fossiles :

- les personnes qui produisent des combustibles fossiles solides;
- les personnes qui importent des combustibles fossiles solides.

Générateur de crédits volontaire

Un **générateur de crédit volontaire** est une partie, autre qu'un fournisseur principal de combustibles

¹ The carbon intensity requirements for gaseous and solid fossil fuel primary suppliers are planned to come into effect in 2023.

² Natural gas includes liquefied natural gas and compressed natural gas.

³ Propane producers include natural gas processors with fractionating capacity, straddle plants, stand-alone fractionators, refiners and upgraders that produce propane.

⁴ Natural gas distributors include transmission pipeline companies for direct sales and distribution companies.

¹ Les exigences d'intensité en carbone pour les fournisseurs principaux de combustibles fossiles gazeux et solides devraient entrer en vigueur en 2023.

² Le gaz naturel comprend le gaz naturel liquéfié et le gaz naturel comprimé.

³ Les producteurs de propane comprennent les transformateurs de gaz naturel ayant une capacité de fractionnement, les installations de chevauchement, les installations de fractionnement autonome, les raffineurs et les usines de valorisation qui produisent du propane.

⁴ Les distributeurs de gaz naturel comprennent les entreprises de pipelines de transport pour la vente directe et les entreprises de pipelines de distribution.

obligation to reduce carbon intensity) that chooses to generate credits under the Clean Fuel Standard by

- lowering the carbon intensity of a fossil fuel throughout its lifecycle;
- producing or importing renewable or low-carbon fuels for use in Canada; or
- supporting or undertaking a specified form of end-use fuel switching.

Fuels subject to the Clean Fuel Standard

All fossil fuel supplied for use in Canada will be covered by the Clean Fuel Standard, with a few exemptions.

Covered fuels

For liquid fuels, these include gasoline, diesel fuel, jet fuel, kerosene and light and heavy fuel oils. For gaseous fuels, these include natural gas (including liquefied natural gas and compressed natural gas) and propane.

For solid fuels, these include coal, petroleum coke and coke.

Non-fossil fuels will not have a carbon intensity compliance obligation under the Clean Fuel Standard.

Exemptions

The Clean Fuel Standard will not apply to

- non-combustion end-uses of fossil fuels (e.g. solvents or diluents);
- fossil fuels used primarily as feedstocks in industrial processes (e.g. steel production);
- fossil fuels that are exported from Canada;
- fossil fuels that are in transit through Canada;
- fossil aviation gasoline;
- fossil fuels used for scientific research;
- fossil fuel being imported in a fuel tank that supplies the engine of a conveyance that is used for transportation by water, land or air (e.g. the fuel tank of a car); and
- coal combusted at facilities that are covered by the federal coal-fired electricity greenhouse gas emission regulations.

fossiles, qui n'a pas d'obligations en matière de réduction de l'intensité en carbone, mais qui choisit de générer des crédits en vertu de la Norme sur les combustibles propres :

- en réduisant l'intensité en carbone d'un combustible fossile tout au long de son cycle de vie;
- en produisant ou en important des combustibles renouvelables ou à faible teneur en carbone au Canada;
- en soutenant une forme acceptée de changement de combustible à utilisation finale ou en y participant.

Combustibles assujettis à la Norme sur les combustibles propres

Tous les combustibles fossiles fournis pour utilisation au Canada seront couverts par la Norme sur les combustibles propres, avec quelques exemptions.

Combustibles visés

Dans le cas des combustibles liquides, il s'agit de l'essence, du carburant diesel, du carburéacteur, du kérosène et des mazouts léger et lourd. Dans le cas des combustibles gazeux, il s'agit notamment du gaz naturel (incluant le gaz naturel liquéfié et le gaz naturel comprimé) et du propane.

Les combustibles solides comprennent le charbon, le coke de pétrole et le coke.

En vertu de la Norme sur les combustibles propres, les combustibles non fossiles ne seront pas assujettis à une obligation de conformité en matière d'intensité en carbone.

Exemptions

La Norme sur les combustibles propres ne s'appliquera pas :

- aux utilisations finales sans combustion des combustibles fossiles (p. ex. les solvants ou les diluants);
- aux combustibles fossiles utilisés principalement comme matières premières dans les procédés industriels (p. ex. la production d'acier);
- aux combustibles fossiles exportés du Canada;
- aux combustibles fossiles en transit au Canada;
- à l'essence aviation fossile;
- aux combustibles fossiles utilisés pour la recherche scientifique;
- au combustible fossile importé dans un réservoir qui sert à alimenter le moteur d'un moyen de transport terrestre, aérien ou par eau (p. ex. le réservoir de carburant d'une voiture);

The Clean Fuel Standard may set record-keeping or reporting requirements for some of these exemptions.

Aviation fuels

Jet fuel that is used domestically will be subject to the Clean Fuel Standard but jet fuel that is used for international flights will not. Renewable or other low-carbon intensity aviation fuel produced and imported will be eligible to generate credits under the Clean Fuel Standard. Consideration is being given to the use of a multiplying factor for low-carbon aviation fuel credits.

Self-produced and used fuels

Fossil fuels are sometimes produced and used on-site by fossil fuel producers in the process to produce a finished fuel or in their facility operations. This fuel is referred to as “self-produced and used fuel.” The Clean Fuel Standard will set a separate carbon intensity reduction requirement for some self-produced and used fuels:

- In the liquid fuel stream, these include commercial fuels (including diesel fuels, gasolines and light and heavy fuel oils) produced at refineries and upgraders.
- In the gaseous fuel stream, self-produced and used fuels will not have separate carbon intensity reduction requirements. The lifecycle carbon intensities of the fossil fuels produced from these fuels will account for their emissions. These include the associated gases produced from crude oil and bitumen production and refinery and upgrader still gas.
- In the solid fuel stream, some self-produced and used fuels will have a separate carbon intensity compliance obligation. These include coal used at coal mines and petroleum coke produced at refineries and upgraders. The carbon produced at refineries and upgraders from catalyst regeneration will not have a separate carbon intensity reduction requirement.
- Industrial self-produced and used fuels (by non-fossil fuel primary suppliers) will not have carbon intensity reduction requirements.

- au charbon brûlé dans les installations visées par les règlements fédéraux sur les GES provenant de l'électricité produite à partir du charbon.

La Norme sur les combustibles propres peut établir des exigences en matière de tenue de registres ou de rapport pour certaines de ces exemptions.

Carburants aviation

Les carburéacteurs utilisés au pays seront assujettis à la Norme sur les combustibles propres, cependant, la Norme sur les combustibles propres ne s'appliquera pas au carburéacteur utilisé pour les vols internationaux. Le carburant aviation renouvelable ou tout autre carburant aviation à faible intensité en carbone produit et importé sera admissible pour générer des crédits en vertu de la Norme sur les combustibles propres. Il est envisagé d'utiliser un facteur multiplicateur pour les crédits de carburant aviation à faible teneur en carbone.

Combustibles produits et utilisés à l'interne

Les combustibles fossiles sont parfois produits et utilisés sur place par les producteurs de combustibles fossiles pour produire un combustible fini ou faire fonctionner leurs installations. Ce combustible est appelé « combustible produit et utilisé à l'interne ». La Norme sur les combustibles propres établira une exigence distincte de réduction de l'intensité en carbone pour certains combustibles produits et utilisés à l'interne.

- Le groupe des combustibles liquides comprend les combustibles commerciaux (notamment les carburants diesel, les essences et les mazouts légers et lourds) produits dans les raffineries et les usines de valorisation.
- Dans le groupe des combustibles gazeux, les combustibles produits et utilisés à l'interne ne seront pas assujettis à des exigences distinctes de réduction de l'intensité en carbone. Les émissions seront établies à partir de l'intensité en carbone du cycle de vie des combustibles fossiles produits à partir de ces combustibles. Cela comprend les gaz associés générés par la production de pétrole brut et de bitume ainsi que les gaz inertes des raffineries et des usines de valorisation.
- Dans le groupe des combustibles solides, certains combustibles produits et utilisés à l'interne auront une obligation de conformité distincte en matière d'intensité en carbone. Cela comprend le charbon utilisé dans les mines de charbon et le coke de pétrole produits dans les raffineries et les usines de valorisation. Le carbone produit par les raffineries et les usines de valorisation découlant de la régénération des catalyseurs ne sera pas assujetti à une exigence distincte de réduction de l'intensité en carbone.
- Les combustibles industriels produits et utilisés à l'interne (par des parties autres que les fournisseurs principaux de combustibles fossiles) ne seront pas

assujettis à des exigences de réduction de l'intensité en carbone.

3. Calculating carbon intensity

For renewable fuels and other low-carbon fuels and energy sources, carbon intensity values will be differentiated by type and origin of the fuel to reflect the greenhouse gas emissions associated with different feedstocks and production processes.

A Canadian average carbon intensity value will be determined for each fossil fuel produced or imported in Canada. As set out in the [Clean Fuel Standard regulatory framework](#), the regulation will not differentiate among crude oil types, or on whether the crude oil is produced in or imported into Canada. An average carbon intensity value of crude oil used in Canada will be used.

For natural gas-derived fuels, the Clean Fuel Standard will not differentiate between sweet and sour gas, or by origin of the gas. A Canadian average carbon intensity value for natural gas and propane produced and imported and consumed in Canada will be determined. The treatment of liquefied natural gas and compressed natural gas remains to be established.

Indirect land-use change

Direct land-use change happens when a particular parcel of land is converted to grow crops for biofuel production. Indirect land-use changes occur in response to land or crops being diverted for biofuel production elsewhere in the global agricultural system. Indirect land-use change represents changes that would not have happened without an increase in biofuel demand. Carbon intensity values will not include an estimate of the impact of indirect land-use change on greenhouse gas emissions at this time, but will include direct land-use change.

Consideration is being given to including criteria designed to protect against significant adverse indirect land-use impacts. These could include, for example

- Ineligibility or limits on certain types of feedstock that take into account biodiversity and critical species habitat, land type (virgin or cultivated) and footprint, the conversion of land with high carbon stock or other adverse land-use impacts;

3. Calcul de l'intensité en carbone

En ce qui concerne les combustibles renouvelables ainsi que les autres combustibles et sources d'énergie à faible teneur en carbone, l'intensité en carbone fera l'objet d'une distinction selon le type et l'origine du combustible afin de refléter les émissions de GES associées aux différentes matières premières et aux différents processus de production.

Une valeur moyenne canadienne de l'intensité en carbone sera déterminée pour chaque combustible fossile produit ou importé au Canada. Comme indiqué dans le [cadre de réglementation pour la Norme sur les combustibles propres](#), le règlement ne fera pas de distinction entre les différents types de pétrole brut, qu'ils soient produits au Canada ou importés au pays. Une valeur moyenne de l'intensité en carbone du pétrole brut utilisé au Canada sera utilisée.

Dans le cas des combustibles dérivés du gaz naturel, la Norme sur les combustibles propres ne fera pas de distinction entre le gaz non corrosif et le gaz corrosif, ni selon l'origine du gaz. La valeur moyenne canadienne de l'intensité en carbone du gaz naturel et du propane produits, importés et consommés au Canada sera déterminée. Le traitement du gaz naturel liquéfié et du gaz naturel comprimé reste à être déterminé.

Changements indirects dans l'utilisation des terres

Le changement direct d'utilisation des terres se produit lorsqu'une parcelle de terrain particulière est convertie pour permettre la production de biocarburants. Des changements indirects dans l'utilisation des terres se produisent lorsque des terres ou des cultures sont détournées pour la production de biocarburants ailleurs dans le système agricole mondial. Les changements indirects dans l'utilisation des terres représentent des changements qui n'auraient pas eu lieu sans une augmentation de la demande en biocarburants. Les valeurs d'intensité en carbone ne comprendront pas d'estimation de l'impact des changements indirects dans l'utilisation des terres sur les émissions de GES pour le moment, mais incluront les changements directs d'utilisation des terres.

Il est envisagé d'inclure des critères conçus pour protéger contre les impacts indirects défavorables importants sur l'utilisation des terres. Ceux-ci pourraient inclure, par exemple :

- L'inadmissibilité ou une limitation pour certains types de matières premières qui tiennent compte de la biodiversité et de l'habitat essentiel des espèces, du type de sol (vierge ou cultivé) et de l'empreinte, de la conversion de terres à stock de carbone élevé ou d'autres impacts défavorables sur l'utilisation des terres;

- Ineligibility or limits on feedstock from jurisdictions that do not have strong anti-deforestation and other measures to limit cultivated land expansion; and
- Mandatory tracking of feedstock, including the jurisdiction of origin, to enable verification of limitations on feedstock types permitted and to inform future policy decisions.

The Clean Fuel Standard will include a requirement for a five-year review in 2025. Among other things, that review will consider whether to account for indirect land-use change and, if so, what appropriate methodologies that could be used to account for indirect land-use change.

Fuel Life Cycle Assessment Modelling Tool

Environment and Climate Change Canada is developing a new Fuel Life Cycle Assessment Modelling Tool to support the Clean Fuel Standard.⁵ This tool will be used to determine the carbon intensity of fuels used in Canada. Environment and Climate Change Canada will make the modelling tool available at no cost. Periodic updates to the background data sets in the model are expected (considering every three to five years).

Fossil fuel carbon intensity values

The Canadian average carbon intensity values for fossil fuels will be expressed in grams of carbon dioxide equivalents (g CO₂e) per unit of energy in megajoules (MJ), and will account for greenhouse gas emissions over the life-cycle of a given fuel. The Canadian average carbon intensity of the fuels will be calculated from the Fuel Life Cycle Assessment Modelling Tool under development by Environment and Climate Change Canada, based on 2016 data. These values will be used as the baseline for setting the carbon intensity reductions that fossil fuel primary suppliers will have to meet for the fuels they supply.

⁵ The contract for the development of the Fuel Life Cycle Assessment Modelling Tool was awarded to EarthShift Global. The Government of Canada Technical Advisory Committee, led by Environment and Climate Change Canada with representatives from Agriculture and Agri-Food Canada, Natural Resources Canada, and the National Research Council of Canada, is supporting this work.

- L'inadmissibilité ou une limitation des matières premières provenant d'administrations ne disposant pas de mesures contre la déforestation et autres mesures pour limiter l'expansion des terres cultivées;
- Le suivi obligatoire des matières premières, y compris de l'administration d'origine, pour permettre la vérification des limites autorisées des types de matières premières et pour éclairer les décisions politiques futures.

La Norme sur les combustibles propres comprendra une exigence relative à la tenue d'un examen quinquennal en 2025. Entre autres choses, cet examen portera sur des questions comme le règlement devrait-il prendre en compte les changements indirects dans l'utilisation des terres et, si oui, quelles seraient les méthodes appropriées susceptibles d'être utilisées pour tenir compte des changements indirects dans l'utilisation des terres.

Outil de modélisation de l'évaluation du cycle de vie des combustibles

Environnement et Changement climatique Canada élabore un nouvel outil de modélisation de l'évaluation du cycle de vie des combustibles pour appuyer la Norme sur les combustibles propres⁵. L'outil servira à déterminer l'intensité en carbone des combustibles utilisés au Canada. Environnement et Changement climatique Canada rendra l'outil de modélisation disponible gratuitement. Des mises à jour périodiques des ensembles de données de base du modèle sont attendues (possiblement tous les trois à cinq ans).

Valeurs d'intensité en carbone des combustibles fossiles

Les valeurs canadiennes moyennes d'intensité en carbone des combustibles fossiles seront exprimées en grammes d'équivalent en dioxyde de carbone (g d'éq. CO₂) par unité d'énergie en mégajoules (MJ), et tiendront compte des émissions de gaz à effet de serre produites durant tout le cycle de vie d'un combustible. L'intensité en carbone moyenne canadienne des combustibles sera calculée à partir de l'outil de modélisation de l'évaluation du cycle de vie des combustibles en cours d'élaboration par Environnement et Changement climatique Canada, à partir des données de 2016. Ces valeurs de base serviront à établir les exigences de réduction en matière d'intensité en carbone que les principaux producteurs de combustibles fossiles devront respecter pour les combustibles qu'ils fournissent.

⁵ Le contrat de développement de l'outil de modélisation de l'évaluation du cycle de vie des combustibles a été attribué à EarthShift Global. Le Comité consultatif technique du gouvernement du Canada, dirigé par Environnement et Changement climatique Canada et composé de représentants d'Agriculture et Agroalimentaire Canada, de Ressources naturelles Canada et du Conseil national de recherches du Canada, appuie ce travail.

Imported liquid fossil fuels, such as gasoline or other refined petroleum products, and the petroleum portion of blended fossil fuels (e.g. E10) will be assigned the same carbon intensity value as the calculated Canadian average values.

The national crude slate carbon intensity value will be reviewed every three to five years.

Carbon intensity values of renewable and other low-carbon intensity fuels

Producers of renewable and other low-carbon fuels will be able to generate Clean Fuel Standard compliance credits. The regulations will require the use of the Fuel Life Cycle Assessment Modelling Tool to calculate facility-specific carbon intensity values and their submission to Environment and Climate Change Canada for approval, along with supporting data and verification by a third party.

The same requirements will apply to imported renewable or other low-carbon fuels, imported neat or the portion imported in a blend with petroleum fuel (e.g. E10). For imported fuels, there will also be requirements to submit data, including about feedstock and energy inputs that do not originate in Canada.

Carbon intensity values

Upon approval by Environment and Climate Change Canada, a carbon intensity value will be valid until criteria specified in the regulations requiring a review or update of the value are triggered. Carbon intensity values will also be a part of a credit generator's annual third-party verification requirements. The input data supporting each fuel's carbon intensity (e.g. feedstock type, energy requirements) will be verified and carbon intensity values could be revoked or updated if there are changes noted that increase the carbon intensity of the fuel or if input data is found to be incorrect, out of date or missing. Carbon intensity values will also be subject to review by Environment and Climate Change Canada.

Minimum threshold requirements

Process changes that reduce the carbon intensity of a renewable or low-carbon fuel could trigger an updated carbon intensity request. A minimum threshold of an improvement of 1g CO₂e/MJ or 5% difference between the

Les combustibles fossiles liquides importés, comme l'essence ou d'autres produits pétroliers raffinés, et la portion pétrolière des mélanges de combustibles fossiles (p. ex. E10) se verront attribuer la même valeur d'intensité en carbone que les valeurs moyennes canadiennes calculées.

La valeur nationale de l'intensité en carbone du pétrole brut sera examinée tous les trois à cinq ans.

Valeurs d'intensité en carbone des combustibles renouvelables et autres combustibles à faible intensité en carbone

Les producteurs de combustibles renouvelables et d'autres combustibles à faible teneur en carbone pourront générer des crédits de conformité à la Norme sur les combustibles propres. Le règlement exigera l'utilisation de l'outil de modélisation de l'évaluation du cycle de vie des combustibles pour calculer les valeurs d'intensité en carbone propres aux installations et les soumettre à Environnement et Changement climatique Canada pour approbation, ainsi que les données à l'appui et la vérification par une tierce partie.

Les mêmes exigences s'appliqueront aux combustibles renouvelables importés ou aux autres combustibles à faible teneur en carbone importés ou à la portion importée dans un mélange de combustible à base de pétrole (p. ex. E10). Pour les combustibles importés, il y aura des exigences concernant la transmission de données, y compris des données sur les matières premières et les intrants énergétiques qui ne proviennent pas du Canada.

Valeurs d'intensité en carbone

Une fois approuvée par Environnement et Changement climatique Canada, une valeur d'intensité en carbone sera valide jusqu'à ce que les critères précisés dans le règlement exigeant un examen ou une mise à jour de la valeur soient déclenchés. Les valeurs d'intensité en carbone feront également partie des exigences annuelles de vérification par une tierce partie d'un générateur de crédit. Les données de base à l'appui de l'intensité en carbone de chaque combustible (p. ex. type de matière première et besoins énergétiques) seront vérifiées et les valeurs d'intensité en carbone pourraient être révoquées ou mises à jour si des changements constatés augmentent l'intensité en carbone du combustible ou si les données d'entrée sont erronées, désuètes ou manquantes. Les valeurs d'intensité en carbone feront également l'objet d'un examen par Environnement et Changement climatique Canada.

Exigences relatives au seuil minimal

Les changements apportés aux procédés qui réduisent l'intensité en carbone d'un combustible renouvelable ou à faible teneur en carbone pourraient déclencher une demande de mise à jour de l'intensité en carbone. Un seuil

current value and the proposed new value, whichever is greater, will be required in order to submit a request for a new carbon intensity value.

Energy effectiveness ratio

The energy efficiency ratio measures the relative efficiency with which a vehicle or engine uses a specific fuel. The higher the energy effectiveness ratio is, the more efficient the use of the fuel or energy. Some energy effectiveness ratios may be developed for credits generated from specified end-use fuel switching, for example from displacing gasoline with electricity to power light-duty and heavy-duty vehicles.

4. Carbon intensity reduction requirements

Liquid fossil fuel primary suppliers will have carbon intensity reduction requirements for each fuel they produce and import, for each annual compliance period (from January 1 to December 31). Carbon intensity reduction requirements will be expressed in grams of carbon dioxide equivalents (g CO₂e) per unit of energy in megajoules (MJ), and will account for greenhouse gas emissions over the lifecycle of a fuel. The carbon intensity reduction requirements will become more stringent over time. Non-fossil fuels will not have a carbon intensity reduction requirement.

Liquid fossil fuel primary supplier annual compliance obligation

The Clean Fuel Standard will set an annual maximum standard (or limit) carbon intensity for each fossil fuel produced and imported in Canada. The carbon intensity standard for 2030 will require a 10 g of CO₂e per MJ reduction from the Canadian average carbon intensity of each fossil liquid fuel in 2016, as determined by the Fuel Life Cycle Assessment Modelling Tool. This represents a decrease of 10% to 12% in carbon intensity below 2016 fossil fuel carbon intensity values, depending on the fuel type.

Fossil fuel primary suppliers will generate CO₂e exceedances annually based on the amount (expressed in MJ of energy) of each fossil fuel they produce and import for use in Canada. The sum of the CO₂e exceedances from each fuel will be their annual carbon intensity compliance obligation. Each CO₂e exceedance will represent one tonne of carbon dioxide equivalent (t CO₂e).

minimal d'amélioration de 1 g d'éq. CO₂/MJ ou une différence de 5 % entre la valeur actuelle et la nouvelle valeur proposée, selon la plus élevée des deux éventualités, sera nécessaire pour présenter une demande de nouvelle valeur d'intensité en carbone.

Rapport d'efficacité énergétique

Le rapport d'efficacité énergétique mesure l'efficacité relative avec laquelle un véhicule ou un moteur utilise un combustible particulier. Plus le rapport d'efficacité énergétique est élevé, plus l'utilisation du combustible ou de l'énergie est efficace. Certains rapports d'efficacité énergétique pourraient être mis au point pour des crédits générés par le remplacement de combustibles à utilisation finale précise, par exemple, par le remplacement de l'essence par l'électricité pour alimenter des véhicules légers et lourds.

4. Exigences relatives à la réduction de l'intensité en carbone

Les fournisseurs principaux de combustibles fossiles liquides devront respecter des exigences de réduction de l'intensité en carbone pour chaque combustible qu'ils produisent et importent, et ce, pour chaque période de conformité annuelle (du 1^{er} janvier au 31 décembre). Les exigences de réduction d'intensité en carbone seront exprimées en grammes d'équivalent en dioxyde de carbone (g d'éq. CO₂) par unité d'énergie en mégajoules (MJ), et tiendront compte des émissions de gaz à effet de serre produites durant tout le cycle de vie d'un combustible. Les exigences de réduction en matière d'intensité en carbone deviendront plus strictes avec le temps. Les combustibles non fossiles ne seront pas assujettis à une exigence de réduction de l'intensité en carbone.

Obligation annuelle de conformité du fournisseur principal de combustible fossile liquide

La Norme sur les combustibles propres établira une norme (ou limite) maximale annuelle d'intensité en carbone pour chaque combustible fossile produit et importé au Canada. La norme d'intensité en carbone pour 2030 exigera une réduction de 10 g d'éq. CO₂ par MJ par rapport à l'intensité en carbone moyenne canadienne de chaque combustible liquide fossile en 2016, telle qu'elle est déterminée par l'outil de modélisation de l'évaluation du cycle de vie des combustibles. Cela représente une diminution de 10 % à 12 % de l'intensité en carbone par rapport aux valeurs d'intensité en carbone des combustibles fossiles de 2016, selon le type de combustible.

Les fournisseurs principaux de combustibles fossiles généreront des excédents d'éq. CO₂ annuels en fonction de la quantité (en MJ d'énergie) de chaque combustible fossile qu'ils produisent et importent pour utilisation au Canada. La somme des excédents d'éq. CO₂ de chaque combustible correspondra à leur obligation annuelle de conformité en matière d'intensité en carbone. Chaque

At the end of each compliance period, each fossil fuel primary supplier will need to cancel the number of credits equal to their carbon intensity compliance obligation for that year plus any CO₂e exceedances carried forward from previous years.

Annex 1 presents the methodology for calculating the annual carbon intensity obligation.

5. Credit generation

The Clean Fuel Standard will allow three methods for generating credits:

1. actions that reduce the carbon intensity of the fossil fuel throughout its lifecycle;
2. the supply of renewable and other low-carbon intensity fuels; and
3. some end-use fuel switching.

Credits may be generated by fossil fuel primary suppliers or by voluntary credit generators that undertake these actions.

Fuels that can be used in more than one fuel stream will generate credits in the stream where they are actually used (e.g., natural gas used to displace liquid fuels in the transportation sector would generate credits in the liquid stream).

Compliance Category 1: Actions that reduce the carbon intensity of the fossil fuel throughout its lifecycle

The Clean Fuel Standard will recognize actions that reduce greenhouse gas emissions at any point in the lifecycle of the fossil fuel. These may include actions such as process improvements, electrification, switching from a higher carbon intensity fuel to a lower carbon intensity fuel and carbon capture and storage (i.e., actions that reduce the lifecycle carbon intensity of the obligated fuel). These actions can be taken by fossil fuel primary suppliers and by others upstream or downstream of a refinery.

A project or action that reduces emissions throughout the fuel lifecycle in only one stream will generate credits in that stream. If the carbon intensity of fuels is reduced in more than one stream (e.g., at refineries that produce

excédent d'éq. CO₂ représente une tonne d'équivalent en dioxyde de carbone (t d'éq. CO₂).

À la fin de chaque période de conformité, chacun des fournisseurs principaux de combustibles fossiles doit annuler un nombre de crédits correspondant à son obligation de conformité relative à l'intensité en carbone pour cette année, auxquels s'ajoutent tous les excédents d'éq. CO₂ reportés des années précédentes.

La méthode de calcul de l'obligation annuelle relative à l'intensité en carbone est présentée à l'annexe 1.

5. Génération de crédits

Trois types d'actions distinctes pourront générer des crédits selon la Norme sur les combustibles propres :

1. actions qui réduisent l'intensité en carbone du combustible fossile tout au long de son cycle de vie;
2. fourniture de combustibles renouvelables et d'autres combustibles à faible intensité en carbone;
3. certains remplacements du combustible à utilisation finale.

Les crédits peuvent être générés par les fournisseurs principaux de combustibles fossiles ou par les générateurs de crédit volontaires qui font les actions mentionnées ci-dessus.

Les combustibles qui peuvent être utilisés dans plus d'un groupe de combustibles généreront des crédits dans le groupe où ils sont réellement utilisés (p. ex., le gaz naturel utilisé pour remplacer les combustibles liquides dans le secteur des transports générerait des crédits dans le groupe des combustibles liquides).

Catégorie de conformité 1 : réduction de l'intensité en carbone du combustible fossile tout au long de son cycle de vie

La Norme sur les combustibles propres reconnaîtra des mesures qui réduisent les émissions de gaz à effet de serre à tout moment dans le cycle de vie des combustibles fossiles. Ces mesures peuvent inclure l'amélioration des processus, l'électrification, le remplacement d'un combustible à plus haute intensité en carbone par un combustible à plus faible intensité en carbone, ainsi que le captage et le stockage du carbone (c.-à-d., les mesures qui réduisent l'intensité en carbone du cycle de vie des combustibles faisant l'objet d'obligations). Ces mesures peuvent être prises par les fournisseurs principaux de combustibles fossiles et par d'autres intervenants en amont ou en aval d'une raffinerie.

Un projet ou une mesure qui réduit les émissions tout au long du cycle de vie d'un combustible dans un seul groupe générerait des crédits dans ce même groupe. Si l'intensité en carbone des combustibles est réduite dans plus d'un

liquid, solid and gaseous fuels), the credit generator will be allowed to select which stream the credits are generated in.

The ability of an action or type of project to generate a credit will be governed by protocols, some of which may be developed by Environment and Climate Change Canada. The Clean Fuel Standard regulations will also allow parties to submit a protocol to Environment and Climate Change Canada if the existing protocols do not apply to their project. The regulations will specify the requirements for developing and obtaining approval of a protocol.

Once a protocol has been approved, parties wishing to obtain credits by undertaking a project covered by the protocol will be required to submit the information specified in that protocol. This information will need to be accompanied by third-party verification. An application for a project may include an aggregate of emission reductions from multiple facilities owned or operated by the fossil fuel primary supplier or the voluntary credit generator. The project must yield measurable greenhouse gas emission reductions above an annual threshold.

Each protocol will define, among other things:

- Information to be submitted (i.e., reporting requirements);
- Methodology to quantify and calculate carbon intensity reductions, emission reductions and credits generated;
- Verification methodology;
- Credit generation threshold (a minimum threshold of 10 kt/year by project type, aggregated at a company level, is being considered); and
- Time limits (Environment and Climate Change Canada is considering limiting the number of years during which a project can generate credits before the project approval needs to be renewed).

The Clean Fuel Standard will recognize the following projects as eligible for credit generation, as long as the project is compliant with the criteria set in the relevant protocol:

- projects that allow compliance with, or generate credits in, a federal, provincial or territorial carbon pricing system; and
- projects that receive funding under federal, provincial, territorial or municipal mechanisms.

groupe (par exemple, dans les raffineries produisant des combustibles liquides, solides et gazeux), le générateur de crédits sera autorisé à choisir le groupe dans lequel les crédits sont générés.

La capacité d'une mesure ou d'un type de projet à générer un crédit sera régie par des protocoles, dont certains peuvent être élaborés par Environnement et Changement climatique Canada. Le règlement relatif à la Norme sur les combustibles propres permettra également aux parties de soumettre un protocole à Environnement et Changement climatique Canada si les protocoles existants ne s'appliquent pas à leur projet. La réglementation précisera les exigences relatives à l'élaboration et à l'obtention de l'approbation d'un protocole.

Une fois qu'un protocole a été approuvé, les parties qui souhaitent obtenir des crédits en entreprenant un projet visé par ledit protocole devront transmettre les renseignements précisés dans ce protocole. Ces renseignements devront être accompagnés d'une vérification effectuée par une tierce partie. Une demande de projet peut inclure un total des réductions d'émissions de plusieurs installations appartenant au fournisseur de combustibles fossiles ou au générateur de crédit volontaire ou exploitées par celui-ci. Le projet doit produire des réductions mesurables des émissions de gaz à effet de serre supérieures à un seuil annuel.

Chaque protocole définira (entre autres choses) :

- les renseignements à fournir (c.-à-d., les exigences en matière de production de rapports);
- la méthode pour quantifier et calculer les réductions des intensités en carbone, les réductions des émissions et les crédits générés;
- la méthode de vérification;
- le seuil de génération de crédit (un seuil minimal de 10 kt/an par type de projet, agrégé au niveau de l'entreprise est envisagé);
- un délai (Environnement et Changement climatique Canada envisage de limiter le nombre d'années pendant lesquelles un projet peut générer des crédits avant que l'approbation du projet doit être renouvelée).

La Norme sur les combustibles propres reconnaîtra les projets suivants comme étant admissibles à la génération de crédits, tant et aussi longtemps que le projet est conforme à l'ensemble des critères énoncés dans les protocoles pertinents :

- les projets qui permettent la conformité à un système de tarification fédéral, provincial ou territorial du carbone ou générant des crédits au titre d'un tel système;
- les projets qui reçoivent du financement en vertu des mécanismes fédéraux, provinciaux, territoriaux ou municipaux.

However, the Clean Fuel Standard will not allow the generation of credits for the following:

- actions that are legally required under federal, provincial, territorial or municipal laws, or regulations; and
- projects that begin before the publication of the final regulations.

There will be no limitations for using credits generated under Compliance Category 1 in the credit and trading market (i.e., the credits would be tradeable or could be used to balance deficits).

Compliance Category 2: Supplying low-carbon fuels

The Clean Fuel Standard will allow producers and importers of renewable or other low-carbon fuels to generate credits based on the amount (energy in MJ) of renewable or other low-carbon fuel they supply to the Canadian market annually.

Eligible fuels must have a carbon intensity lower than the fuel stream credit reference carbon intensity value and may include (but are not limited to) renewable natural gas, ethanol and renewable diesel, biodiesel, hydro-treated vegetable oil, alternative jet fuel, hydrogen, biogas, synthetic fuels, renewable propane, biomass, wood pellets, biochar, municipal solid waste, and forestry and agricultural residues.

Credit generation

Credits will be generated based on the difference between the carbon intensity of the renewable or low-carbon fuel and the credit reference carbon intensity value of the fuel stream in which it is used. All renewable or other low-carbon fuel supplied to the Canadian market will be able to generate credits under the Clean Fuel Standard, including fuel used to comply with existing renewable fuel mandates.

Renewable fuel volumetric mandate

The federal *Renewable Fuels Regulations* require 5% renewable content in gasoline and 2% renewable content in diesel fuel and heating distillate oil. The Clean Fuel Standard will incorporate the volumetric mandate of the *Renewable Fuels Regulations* when the liquid fuel regulations under the Clean Fuel Standard come into force,

Toutefois, la Norme sur les combustibles propres ne permettra pas la génération de crédits pour les éléments suivants :

- les mesures légalement requises en vertu d'une loi ou d'un règlement fédéral, provincial, territorial ou municipal;
- les projets débutant avant la publication des règlements.

Il n'y aura aucune limite pour l'utilisation des crédits générés selon la catégorie de conformité 1 sur le marché du crédit ou de l'échange (à savoir, les crédits pourraient être négociables ou être utilisés pour équilibrer les déficits).

Catégorie de conformité 2 : fourniture de combustibles à faible teneur en carbone

La Norme sur les combustibles propres permettra aux producteurs et aux importateurs de combustibles renouvelables ou d'autres combustibles à faible teneur en carbone de générer des crédits, en fonction de la quantité (énergie en MJ) de combustibles renouvelables ou d'autres combustibles à faible teneur en carbone, qu'ils fournissent annuellement au marché canadien.

Les combustibles admissibles doivent avoir une intensité en carbone inférieure à la valeur de référence de l'intensité en carbone du groupe de combustibles et peuvent inclure (sans s'y limiter) le gaz naturel renouvelable, l'éthanol et le diesel renouvelable, le biodiesel, l'huile végétale hydro-traitée, le carburateur de remplacement, l'hydrogène, le biogaz, les combustibles synthétiques, le propane renouvelable, la biomasse, les granules de bois, le biocharbon; les déchets solides municipaux, et les résidus forestiers et agricoles.

La génération de crédits

Les crédits seront générés en fonction de la différence entre l'intensité en carbone du combustible renouvelable ou à faible teneur en carbone et la valeur de référence de l'intensité en carbone du groupe dans lequel il est utilisé. Tout combustible renouvelable ou autre combustible à faible teneur en carbone fourni au marché canadien peuvent générer des crédits, y compris les combustibles utilisés pour se conformer aux exigences de combustibles renouvelables existants.

Exigences volumétriques relatives aux combustibles renouvelables

Le *Règlement sur les carburants renouvelables* fédéral exige que l'essence contienne 5 % de contenu renouvelable et que le carburant diesel et le mazout de chauffage en contiennent 2 %. La Norme sur les combustibles propres intégrera les exigences volumétriques du *Règlement sur les carburants renouvelables* lorsque les exigences pour

in 2022. Fossil fuel primary suppliers will be required to demonstrate that they meet the requirements for 5% renewable content in gasoline and 2% renewable content in diesel fuel and heating distillate oil. This could be done through the credit trading system. The Clean Fuel Standard will not set renewable volumetric requirements for natural gas.

Point of credit generation

Credits for renewable and low-carbon fuels will be generated by the producer and importer of those fuels. For renewable fuels that are imported in a blended product (e.g. E10), the credit will go to the importer of the blended fuel. Environment and Climate Change Canada is considering allowing the transfer of the credit generation to parties downstream of production and importation to points of blending, and is seeking feedback on this option.

Annex 1 provides the calculations for credit generation from renewable or low-carbon fuels.

Compliance Category 3: Specified end-use fuel switching

The Clean Fuel Standard will allow some end-use fuel switching to generate credits. End-use fuel switching occurs when an end-user of fuel changes or retrofits their combustion devices (e.g. an engine) to be powered by another fuel or energy source. End-use fuel switching does not reduce the carbon intensity of the fossil fuel. Instead, it reduces greenhouse gas emissions by displacing the fossil fuel with a fuel or energy with lower carbon intensity.

In the liquid stream, end-use fuel switching from a higher carbon intensity fossil fuel used for transportation to the following lower carbon intensive fuels will be eligible for credit generation: natural gas, propane and non-carbon energy carriers, such as electricity or hydrogen. For the gaseous and the solid fuel streams, the type of end-use fuel switching that may be recognized for credit generation is still to be determined.

End-use fuel switching to electricity

Electricity used by light-duty and heavy-duty electric vehicles will generate credits proportional to the avoided

le groupe liquide de la Norme sur les combustibles propres seront en vigueur en 2022. Les fournisseurs principaux de combustibles fossiles devront démontrer qu'ils respectent les exigences que l'essence contienne 5 % de contenu renouvelable et que le carburant diesel et le mazout de chauffage en contiennent 2 %. Cela pourrait être fait par le biais du système d'échange de crédits. La norme sur les carburants propres ne fixera pas d'exigences volumétriques renouvelables pour le gaz naturel.

Point de génération de crédits

Les crédits pour les combustibles renouvelables et à faible teneur en carbone seront générés par le producteur et l'importateur de ces combustibles. Pour les combustibles renouvelables qui sont importés dans un produit mélangé (p. ex. E10), le crédit ira à l'importateur du combustible mélangé. Environnement et Changement climatique Canada envisage de permettre le transfert de la génération de crédits aux parties en aval de la production et de l'importation jusqu'aux points de mélange, et sollicite des commentaires à ce sujet.

L'annexe 1 présente les calculs d'une génération de crédits à partir de combustibles renouvelables ou à faible teneur en carbone.

Catégorie de conformité 3 : remplacement de combustible à utilisation finale précise

La Norme sur les combustibles propres permettra certains remplacements de combustible à utilisation finale pour générer des crédits. Il y a remplacement de combustible à utilisation finale lorsqu'un utilisateur final de combustibles change ou modernise ses appareils de combustion (p. ex. un moteur) pour être alimenté par un autre combustible ou une autre source d'énergie. L'utilisation finale du combustible ne réduit pas l'intensité en carbone du combustible fossile. Il réduit plutôt les émissions de gaz à effet de serre en remplaçant le combustible fossile par un combustible ou une énergie à plus faible intensité en carbone.

Dans le groupe des combustibles liquides, le remplacement d'un combustible fossile d'intensité plus élevée en carbone utilisé pour le transport par les combustibles à plus faible teneur en carbone suivants seront admissibles à la génération de crédits : le gaz naturel, le propane et les autres sources d'énergie sans carbone, comme l'électricité ou l'hydrogène. En ce qui concerne les groupes des combustibles gazeux et solides, il reste à déterminer quels remplacements de combustible à utilisation finale seront reconnus pour la génération de crédits.

Remplacement de combustible à utilisation finale en électricité

L'électricité utilisée par les véhicules électriques légers et lourds générera des crédits proportionnels aux émissions

emissions when factoring lifecycle emissions of the fossil fuels being displaced and of the electricity being used to charge the electric vehicles. Credits for light-duty passenger electric vehicles and on-road heavy-duty electric vehicles will be calculated as a substitute to gasoline and diesel, respectively. A baseline of existing electric vehicles and the estimated associated electricity use in Canada in a reference year (e.g. 2016) will be deducted from future electricity use for electric vehicle charging in the calculations for credits.

The Clean Fuel Standard will allow credits to be generated by the following parties:

- distribution utilities will generate credits for home charging of electric vehicles;
- electric vehicle charging network operators will generate credits for public charging of electric vehicles; and
- site hosts will generate credits for private/commercial charging of electric vehicles.

Environment and Climate Change Canada is considering whether the Clean Fuel Standard should allow other actors (other than distribution utilities, site hosts and network operators) to generate credits, and who should be the credit generator for the charging of heavy-duty electric vehicles.

The regulations will allow credits to be generated relating to electric off-road vehicles and hydrogen fuel cell vehicles in a similar manner as on-road electric vehicles, with credit calculations based on the fuel being displaced and the energy efficiency ratio for the type of vehicle being displaced.

A requirement for recipients of these credits (utilities, network operators and site hosts) to recycle all or a minimum percentage of the revenues generated from electric vehicle charging credits to further incent the adoption of zero-emission vehicles is being considered.

Early credit generation

The Clean Fuel Standard will allow credits to be generated from each fuel stream (liquid, gaseous and solid) beginning on the date of publication of the final regulations for the liquid fuel stream, which is expected in 2020. All solid or gaseous fuel credits generated before the solid or gaseous fuel stream regulations come into effect can be banked for future compliance.

évitées si l'on tient compte des émissions de combustibles fossiles sur leur cycle de vie et de l'électricité utilisée pour charger les véhicules électriques. Les crédits pour véhicules électriques légers de tourisme et véhicules électriques lourds seront calculés en remplacement de l'essence et du diesel, respectivement. Une base de référence des véhicules électriques existants et de la consommation d'électricité associée estimée au Canada pour une année de référence (p. ex. 2016) sera déduite de la consommation d'électricité future pour la charge de véhicules électriques dans le calcul des crédits.

La Norme sur les combustibles propres permettra la génération de crédits pour les parties suivantes :

- les entreprises de distribution généreront les crédits pour la recharge à domicile des véhicules électriques;
- les opérateurs de réseau pour la recharge des véhicules électrique généreront les crédits pour la recharge aux bornes publiques;
- les hôtes des sites généreront les crédits pour la recharge aux bornes privées/commerciales.

Environnement et Changement climatique Canada examine si la Norme sur les combustibles propres devrait permettre à d'autres acteurs (autres que les entreprises de distribution, les hôtes de sites et les exploitants de réseaux) de générer des crédits et qui devrait être le générateur de crédit pour les véhicules électriques lourds.

Les règles permettront que des crédits soient générés pour les véhicules hors route électriques et les véhicules à pile à hydrogène de la même manière que les véhicules électriques routiers. Cependant, les calculs de crédits seront liés au type de combustibles remplacé et au taux de rendement énergétique des véhicules de remplacement utilisés.

Une exigence pour les bénéficiaires de ces crédits (les entreprises de distribution, les hôtes des sites, et les opérateurs de réseau) de recycler la totalité ou un pourcentage minimal des revenus générés par les crédits de recharge de véhicules électriques est envisagée.

Génération anticipée de crédits

La Norme sur les combustibles propres permettra de générer des crédits pour chaque groupe de combustible. Des crédits pour les combustibles liquides, gazeux et solides peuvent être générés à compter de la date de publication du règlement final sur le groupe des combustibles liquides, qui est prévue en 2020. Tous les crédits de combustibles solides ou gazeux générés avant l'entrée en vigueur du règlement sur les combustibles solides ou gazeux peuvent être mis en banque pour conformité future.

Trading between fuel streams

When requirements for the liquid fuel stream come into effect, a fossil fuel primary supplier will be able to meet up to 10% of its liquid fuel stream obligation with credits from the gaseous or solid fuel streams.

After all three fuel stream requirements are in effect, the Clean Fuel Standard will allow fossil fuel primary suppliers in each stream to discharge a modest percentage of their carbon intensity compliance obligation using credits from the other fuel streams. Environment and Climate Change Canada is considering setting this limit at 10%.

6. Credit trading system

Participation in the credit trading system

Participants in the credit trading system include fossil fuel primary suppliers and voluntary credit generators. These participants will be able to generate, own and acquire credits. Environment and Climate Change Canada is considering whether other parties should be permitted to participate in the system under limited conditions for the purpose of acting on behalf of smaller credit generating parties or aggregating credits.

A voluntary credit generator will be able to end its participation in the Clean Fuel Standard trading system (i.e., be relieved of reporting requirements) with appropriate record keeping and reporting requirements for cancelling banked credits or ending ownership of these credits.

Provisions to ensure the integrity of the credit and trading system

The Clean Fuel Standard will set requirements to ensure the integrity of the credit and trading system. These will include:

- A unique identification number will be assigned to each credit.
- Everyone who registers as a participant in the credit trading system will have to complete credit transfer forms and have their forms verified annually by a third party verifier.
- Environment and Climate Change Canada is considering requirements to put credits on hold for specified reasons.

Échange entre les groupes de combustibles

Lorsque les exigences relatives au groupe de combustible liquide entreront en vigueur, un fournisseur principal de combustible fossile sera en mesure de satisfaire jusqu'à 10 % de son obligation reliée au groupe de combustibles liquides avec des crédits issues des groupes de combustibles gazeux ou solides.

Une fois que les exigences relatives aux trois groupes de combustibles seront en vigueur, la Norme sur les combustibles propres permettra aux fournisseurs principaux de combustibles fossiles de chaque volet de s'acquitter d'un pourcentage modeste de leur obligation de conformité en matière d'intensité en carbone en utilisant des crédits des autres groupes de combustibles. Environnement et Changement climatique Canada envisage de fixer cette limite à 10 %.

6. Système d'échange de crédits

Participation au système d'échange de crédits

Les participants au système d'échange de crédits comprennent les fournisseurs principaux de combustibles fossiles et les générateurs de crédit volontaires. Ces participants pourront générer, posséder et acquérir des crédits. Environnement et Changement climatique Canada se demande si d'autres parties devraient être autorisées à participer au système dans des conditions limitées, dans le but d'agir pour le compte de petites entités génératrices de crédit ou d'agréger des crédits.

Un générateur de crédits volontaire sera en mesure de mettre fin à sa participation à la Norme sur les combustibles propres (c.-à-d., être exempté des exigences en matière de déclaration) avec des exigences appropriées en matière de tenue de dossiers et de rapports pour annuler les crédits accumulés ou la propriété de ces crédits.

Dispositions visant à assurer l'intégrité du système de crédits et d'échanges

La Norme sur les combustibles propres établira des exigences pour assurer l'intégrité du système de crédits et d'échanges. Celles-ci incluent :

- Un numéro d'identification unique sera assigné à chaque crédit.
- Toute personne qui s'inscrit comme participant au système d'échange de crédits devra remplir des formulaires de transfert de crédits et faire vérifier ses formulaires chaque année par un tiers vérificateur.
- Environnement et Changement climatique Canada envisage de mettre des crédits en attente pour des raisons précises.

Provisions to support the liquidity of the credit and trading system

The Clean Fuel Standard will include various provisions to support the liquidity of the credit and trading system:

- Credits will not expire.
- There will be no limit to the number of credits that can be transferred among parties.
- There will be no limit to the number of times a single credit can be transferred.
- Credits may be generated on a quarterly basis or annually, at the preference of the credit generator.
- Credits can be banked, with no limit on the number of credits that can be banked.

Other provisions related to the credit market system

Reporting and issuance of credits

Credit generators will be required to submit a Fuel Transaction Report once a year, on February 28, or quarterly if they want to generate credits on a quarterly basis. Environment and Climate Change Canada will endeavour to deposit credits into each party's account within 10 working days of the receipt of the report. Credits may then be traded, banked or used for compliance.

A diagram showing the credit life-cycle (i.e. all the steps between undertaking an action that generates a credit and submitting the annual report) is included in Annex 2.

Transparency

While protecting confidential information, Environment and Climate Change Canada may publish the following information publicly:

- Number of credits generated in a given period;
- Number of credits used to meet compliance;
- Number of credits traded in a given period; and
- Average credit price for a given period.

Credits cancelled for exported renewable and other low-carbon fuels

Credits generated for renewable and low-carbon fuels that are exported from Canada will be required to be cancelled. A mechanism will be developed under the Clean Fuel Standard that will require the cancellation of credits for all

Dispositions à l'appui de la liquidité des systèmes de crédits et d'échanges

La Norme sur les combustibles propres inclura certaines dispositions pour soutenir la liquidité du système de crédits et d'échanges. Les voici :

- Les crédits n'ont pas de date d'expiration;
- Il n'y aura pas de limite au nombre de crédits qui peuvent être transférés entre parties;
- Il n'y aura pas de limite quant au nombre de fois où un seul crédit peut être transféré;
- Les crédits peuvent être générés sur une base trimestrielle ou annuelle, au choix du générateur de crédit;
- Les crédits peuvent être mis en banque sans limitation.

Autres dispositions relatives au système du marché des crédits

Production de rapports et émission de crédits

Les générateurs de crédits seront tenus de présenter un rapport sur les transactions de combustibles une fois par année, le 28 février, ou une fois par trimestre, s'ils souhaitent générer des crédits sur une base trimestrielle. Environnement et Changement climatique Canada s'efforcera à déposer les crédits dans le compte de chaque partie dans les 10 jours ouvrables suivant la réception du rapport. Les crédits peuvent ensuite être échangés, conservés ou utilisés à des fins de conformité.

Un diagramme illustrant le cycle de vie d'un crédit (c.-à-d. toutes les étapes entre la prise d'une mesure qui génère un crédit et la présentation du rapport annuel) est inclus à l'annexe 2.

Transparence

Tout en protégeant les renseignements confidentiels, Environnement et Changement climatique Canada peut publier les renseignements suivants publiquement :

- nombre de crédits générés au cours d'une période donnée;
- nombre de crédits utilisés à des fins de conformité;
- nombre de crédits échangés sur une période donnée;
- prix moyen des crédits pour une période donnée.

Crédits annulés pour les combustibles renouvelables et autres combustibles à faible intensité en carbone exportés

Les crédits générés pour les combustibles renouvelables et à faible teneur en carbone exportés à partir du Canada devront être annulés. Un mécanisme sera élaboré en vertu de la Norme sur les combustibles propres qui exigera

exported renewable and low-carbon fuels by the party that exports them.

7. Meeting obligations

Each fossil fuel primary supplier must meet its carbon intensity compliance obligation for the compliance period by demonstrating through submission of its annual compliance report that it has retired a number of credits from its account that is equal to its carbon intensity compliance obligation for the compliance period plus any CO₂e exceedances carried forward. Fossil fuel primary suppliers may not borrow or use anticipated credits from future projected or planned carbon intensity reductions for compliance.

Credits generated under the federal output-based pricing system and other programs

Fossil fuel primary suppliers may not use credits that have been generated under another federal, provincial or territorial program or regulations, such as credits from the federal Output-Based Pricing System, for compliance under the Clean Fuel Standard.

However, as mentioned in section 5, the Clean Fuel Standard will allow the generation of credits for actions that also generate credits or comply with federal, provincial or territorial carbon pricing systems as long as these actions are otherwise compliant with the Clean Fuel Standard. For example, a refinery that undertakes a process improvement that reduces the carbon intensity of its facility may be entitled to surplus credits under the federal Output Based Pricing System. That same process improvement might also reduce the carbon intensity of the fuel it supplies. Credits would be allowed under the Clean Fuel Standard for that process improvement.

Calculation of the credit balance

The credit balance for fossil fuel primary suppliers will be calculated separately for each of the three fuel streams.

Additional compliance flexibilities

In addition to generating or acquiring credits from other participants in the credit trading system, a primary fossil fuel supplier will have additional compliance flexibilities:

l'annulation des crédits pour tous les combustibles renouvelables et à faible teneur en carbone exportés par la partie qui les exporte.

7. Respect des obligations

Chaque fournisseur principal de combustibles fossiles doit respecter son obligation en matière de conformité d'intensité en carbone pour la période de conformité démontrant, par la présentation de son rapport de conformité annuel, qu'il a retiré de son compte un certain nombre de crédits qui respecte son obligation en matière de conformité d'intensité en carbone pour la période de conformité plus tout excédent d'éq. CO₂ reporté. Les fournisseurs principaux de combustibles fossiles ne peuvent emprunter ou utiliser les crédits prévus provenant des réductions de l'intensité en carbone prévues ou projetées à des fins de conformité.

Crédits générés par le système fédéral de tarification fondé sur le rendement et d'autres programmes

Les fournisseurs principaux de combustibles fossiles ne peuvent pas utiliser les crédits qui ont été générés en vertu d'un autre programme ou règlement fédéral, provincial ou territorial, comme les crédits du système fédéral de tarification fondé sur le rendement, pour se conformer à la Norme sur les combustibles propres.

Toutefois, comme il est mentionné à l'article 5, la Norme sur les combustibles propres permettra la génération de crédits pour les mesures qui génèrent également des crédits ou qui sont conformes à d'autres systèmes fédéraux, provinciaux et territoriaux de tarification du carbone, dans le cas où ces mesures sont également conformes à la Norme sur les combustibles propres. Par exemple, une raffinerie qui entreprend une amélioration des procédés qui réduit l'intensité en carbone de son installation peut avoir droit à des crédits supplémentaires en vertu du système fédéral de tarification fondé sur le rendement. Cette même amélioration du processus pourrait également réduire l'intensité en carbone du combustible qu'il fournit. Des crédits seraient accordés en vertu de la Norme sur les combustibles propres pour l'amélioration des procédés.

Calcul du solde de crédits

Le solde de crédits pour les fournisseurs principaux de combustibles fossiles est calculé séparément pour chacun des trois groupes de combustibles.

Autres mesures de souplesse en matière de conformité

En plus de générer ou d'acquérir des crédits auprès d'autres participants au système d'échange de crédits, un fournisseur principal de combustibles fossiles pourra

- **CO₂e exceedance carry-forward:** 10% of a company's annual carbon intensity compliance obligation (CO₂e exceedances) will be allowed to be carried forward into the next compliance period, with a maximum carry-over of 2 years and a 20% annual interest penalty.
- **Market stability:** Environment and Climate Change Canada is considering including mechanisms to reinforce market and investment certainty. These could include allowing fossil fuel primary suppliers to discharge a specified amount of their obligation by payment into an emissions reduction fund at a specified price level that will have a mandate to invest in actions that will reduce greenhouse gas emissions. Consideration is also being given to a market-clearing mechanism, which would be activated if a fossil fuel primary supplier has insufficient credits for compliance. Parties with credits would be able to pledge credits for sale in this market with a specified price limit.

8. Audit and verification

The Clean Fuel Standard will include audit and verification requirements. These will require an independent, accredited third-party verification body to provide assurance that the information submitted to Environment and Climate Change Canada is accurate and complete, and compliant with the requirements of the regulations.

The regulations will require independent third-party verification of compliance reports submitted to Environment and Climate Change Canada by fossil fuel primary suppliers and participants in the credit and trading system. The regulations will define the level of assurance required. The regulations will also include accreditation requirements for the third-party verifiers, including requirements respecting independence and conflict of interest.

9. Review and update

The Canadian Fuel Lifecycle Assessment Modelling Tool and the carbon intensity values will be updated and revised periodically.

The Clean Fuel Standard will include a requirement for a five-year review (i.e., in 2025). The review will consider whether and how the impacts of indirect land-use change should be accounted for and treatment of renewable fuel minimum renewable content requirements.

profiter de mesures de souplesse en matière de conformité supplémentaires :

- **Report d'excédent d'éq. CO₂ :** il sera permis de reporter 10 % de l'obligation de conformité (excédent d'éq. CO₂) d'une entreprise sur la prochaine période de conformité, avec un report maximum de deux ans et une pénalité de 20 % sur les intérêts.
- **Stabilité du marché :** Environnement et Changement climatique Canada envisage d'inclure des mécanismes pour renforcer la certitude des marchés et des investissements. Ceux-ci pourraient inclure un mécanisme permettant aux fournisseurs principaux de combustibles fossiles de s'acquitter d'un montant déterminé de leur obligation en versant des fonds, à un prix spécifié, dans un fonds de réduction des émissions qui aura pour mandat d'investir dans des actions visant à réduire les émissions de GES. Il est également envisagé d'inclure un mécanisme de compensation du marché, qui serait activé si un fournisseur principal de combustibles fossiles n'a pas suffisamment de crédits pour se conformer. Les parties ayant des crédits pourraient s'engager à vendre des crédits sur ce marché avec une limite de prix spécifiée.

8. Vérification

La Norme sur les combustibles propres mettra en œuvre un programme de vérification. Ce programme exigera qu'un organisme de vérification accrédité et indépendant assure que les informations soumises à Environnement et Changement climatique Canada sont précises et complètes, et conformes aux exigences de la réglementation.

La réglementation nécessitera une vérification indépendante par une tierce partie des rapports de conformité soumis à Environnement et Changement climatique Canada par les fournisseurs principaux de combustibles fossiles et les participants au système de crédits et d'échanges. La réglementation définira le niveau d'assurance requis. Le règlement inclura également les exigences d'accréditation des vérificateurs tiers, y compris les exigences en matière d'indépendance et de conflit d'intérêts.

9. Examen et bilan

L'outil canadien de modélisation du cycle de vie des combustibles et les valeurs d'intensité en carbone seront mis à jour et révisés périodiquement.

La Norme sur les combustibles propres comprendra un examen quinquennal (c.-à-d., en 2025). L'examen portera sur la question de savoir si et comment les répercussions des changements indirects d'utilisation des terres devraient être prises en compte et sur le traitement des exigences relatives à la teneur minimale en combustibles renouvelables.

10. Next steps

Timing of regulations

Draft regulations for the liquid fuel stream are planned for publication in the *Canada Gazette*, Part I in spring/summer 2019, with final regulations in 2020 and coming into force in 2022.

The draft regulations for the gaseous and solid fuel streams are targeted for publication in the *Canada Gazette*, Part I, in late 2020, with final regulations in 2021 and coming into force in 2023.

Emission-intensive and trade-exposed sectors

Emission-intensive and trade-exposed sectors have expressed concerns that the cumulative cost impacts from the Clean Fuel Standard combined with carbon pricing could impact their competitiveness. In July 2018, Environment and Climate Change Canada announced that the timing of the compliance obligations under the gaseous and solid stream regulations would be postponed by approximately 18 months to allow for more time to assess these impacts for gaseous and solid fuels and to take the time necessary to design the policy effectively.

Environment and Climate Change Canada has established a multistakeholder task group on emission-intensive and trade-exposed sectors under the Clean Fuel Standard consultations. This task group will provide a forum to better understand the concerns of these sectors and to consider options that could be integrated in the Clean Fuel Standard to mitigate competitiveness impacts sectors while meeting the Clean Fuel Standard's 2030 emissions reduction goal.

Comments

Interested parties may submit comments by email or mail, on or before February 1, 2019, to the address below.

Clean Fuel Standard Regulatory Design Paper
Oil, Gas and Alternative Energy Division
Energy and Transportation Directorate
Environment and Climate Change Canada
351 Saint-Joseph Boulevard
Gatineau, Quebec
K1A 0H3
Email: ec.cfsncp.ec@canada.ca

10. Prochaines étapes

Échéancier du règlement

L'avant-projet de règlement sur le groupe des combustibles liquides devrait être publié dans la Partie I de la *Gazette du Canada* au printemps/été 2019, alors que la version définitive sera publiée en 2020 pour une entrée en vigueur en 2022.

Le projet de règlement sur les groupes des combustibles gazeux et solides devrait être publié dans la partie I de la *Gazette du Canada* vers la fin de 2020, et sa version définitive en 2021, pour une entrée en vigueur en 2023.

Secteurs touchés par les échanges et rejetant de grandes quantités d'émissions

Les secteurs touchés par les échanges et rejetant de grandes quantités d'émissions ont exprimé leur inquiétude quant aux effets des coûts cumulés de la Norme sur les combustibles propres, combinés à la fixation du prix du carbone pouvant affecter leur compétitivité. En juillet 2018, Environnement et Changement climatique Canada a annoncé que, afin de donner le temps nécessaire pour élaborer efficacement la politique, le processus réglementaire sera repoussé d'environ 18 mois pour les obligations de conformité pour les combustibles solides et gazeux.

Environnement et Changement climatique Canada a mis sur pied un groupe de travail multipartite sur les secteurs à forte intensité d'émissions et exposés au commerce dans le cadre des consultations sur la Norme sur les combustibles propres. Ce groupe de travail offrira une tribune pour mieux comprendre les préoccupations de ces secteurs et examiner les options qui pourraient être intégrées à la Norme sur les combustibles propres afin d'atténuer les répercussions sur la compétitivité des secteurs tout en atteignant l'objectif de réduction des émissions de la Norme sur les combustibles propres de 2030.

Commentaires

Les parties intéressées peuvent soumettre des commentaires par courriel ou par la poste au plus tard le 1^{er} février 2019 à l'adresse ci-après.

La Norme pour les combustibles propres : document de conception réglementaire
Division du pétrole, du gaz et de l'énergie de remplacement
Direction de l'énergie et des transports
Environnement et Changement climatique Canada
351, boulevard Saint-Joseph
Gatineau (Québec)
K1A 0H3
Courriel : ec.cfsncp.ec@canada.ca

Annex I – Methodology for calculation of carbon intensity compliance obligation and credits

Calculation of carbon intensity compliance obligation

- Step 1: Calculate the volume of each type of liquid fuel in the fossil fuel primary supplier's pool.

$$\text{Volume (m}^3\text{)} = \text{Volume}_{\text{Imported}} + \text{Volume}_{\text{Produced}} - \text{Volume}_{\text{Exported}} - \text{Volume}_{\text{Exempted}}$$

- Step 2: Calculate energy in megajoules (MJ) by multiplying the volume of fuel (Step 1) by the energy density of the fuel.

$$\text{Energy (MJ)} = \text{Volume (m}^3\text{)} * \text{Energy Density} \left(\frac{\text{MJ}}{\text{m}^3} \right)$$

- Step 3: Calculate grams of carbon dioxide equivalent by multiplying the energy (Step 2) by the absolute carbon intensity reduction requirement.

$$\text{g CO}_2\text{e} = \text{Energy (MJ)} * \text{CI}_{\text{Absolute}} \left(\frac{\text{g CO}_2\text{e}}{\text{MJ}} \right)$$

- Step 4: Calculate the CO₂e exceedances generated in tonnes of carbon dioxide equivalent by dividing the grams of carbon dioxide equivalent (Step 3) by 1 000 000 grams per tonne.

$$\text{CO}_2\text{e Exceedances}_{\text{Generated}} (\text{t CO}_2\text{e}) = \frac{\text{g CO}_2\text{e}}{1\,000\,000 \text{ grams/t}}$$

- Step 5: Calculate the compliance obligation for a given compliance period, based on the CO₂e exceedances generated in the current compliance period (Step 4, CO₂e Exceedances_{Generated}) plus any CO₂e exceedances carried over from the previous compliance period (CO₂e Exceedances_{Carried Over}).

$$\text{Compliance Obligation} = \text{CO}_2\text{e Exceedances}_{\text{Generated}} + \text{CO}_2\text{e Exceedances}_{\text{Carried Over}}$$

Credit generation: Calculation of a credit for supplying low-carbon fuels

- Step 1: Calculate the volume of the fuel.
 - (a) Applicable to solid fuels, liquid fuels, and gaseous fuel other than a gaseous fuel delivered via gas distribution systems

$$\text{Volume (m}^3\text{)} = \text{Volume}_{\text{Imported}} + \text{Volume}_{\text{Produced}} - \text{Volume}_{\text{Exported}} - \text{Volume}_{\text{Excluded}}$$

- (b) Applicable to a gaseous fuel delivered via gas distribution systems

$$\text{Volume (m}^3\text{)} = \text{Volume}_{\text{Imported}} + \text{Volume}_{\text{Distributed}} - \text{Volume}_{\text{Exported}} - \text{Volume}_{\text{Excluded}}$$

- Step 2: Calculate the energy of the low-carbon fuel in megajoules (MJ) by multiplying the volume of fuel by

Annexe I – Méthode de calcul de l'obligation de conformité en matière d'intensité en carbone et des crédits

Calcul de l'obligation de conformité en matière d'intensité en carbone

- Étape 1 : Calculer le volume de chaque type de combustible liquide dans le stock de combustible fossile du fournisseur principal.

$$\text{Volume (m}^3\text{)} = \text{Volume}_{\text{Importé}} + \text{Volume}_{\text{Produit}} - \text{Volume}_{\text{Exporté}} - \text{Volume}_{\text{Exempté}}$$

- Étape 2 : Calculer l'énergie en mégajoules (MJ) en multipliant le volume de combustible (étape 1) par la densité énergétique du combustible.

$$\text{Énergie (MJ)} = \text{Volume (m}^3\text{)} * \text{Densité énergétique} \left(\frac{\text{MJ}}{\text{m}^3} \right)$$

- Étape 3 : Calculer les grammes d'équivalent de dioxyde de carbone en multipliant l'énergie (étape 2) par l'exigence absolue de réduction de l'intensité en carbone.

$$\text{g d'éq. CO}_2 = \text{Énergie (MJ)} * \text{IC}_{\text{absolue}} \left(\frac{\text{g d'éq. CO}_2}{\text{MJ}} \right)$$

- Étape 4 : Calculer les excédents d'éq. CO₂ générés en tonnes d'équivalent de dioxyde de carbone en divisant les grammes d'équivalent de dioxyde de carbone (étape 3) par 1 000 000 de grammes par tonne.

$$\text{Excédents d'éq. CO}_2\text{ générés (t d'éq. CO}_2\text{)} = \frac{\text{g d'éq. CO}_2}{1\,000\,000 \text{ g/t}}$$

- Étape 5 : Calculer l'obligation de conformité pour une période de conformité donnée en fonction des excédents d'éq. CO₂ générés pendant la période de conformité en cours (étape 4, Excédents d'éq. CO₂ générés) plus les excédents d'éq. CO₂ reportés de la période de conformité précédente (Excédents d'éq. CO₂ reportés).

$$\text{L'obligation de conformité} = \text{Excédents d'éq. CO}_2\text{ générés} + \text{Excédent d'éq. CO}_2\text{ reportés}$$

Création de crédits : Calcul d'un crédit pour l'approvisionnement en combustibles à faible teneur en carbone

- Étape 1 : Calculer le volume de combustible.
 - a) Applicable aux combustibles solides, liquides et gazeux autres que les combustibles gazeux livrés par les réseaux de distribution de gaz :

$$\text{Volume (m}^3\text{)} = \text{Volume}_{\text{Importé}} + \text{Volume}_{\text{Produit}} - \text{Volume}_{\text{Exporté}} - \text{Volume}_{\text{Exclu}}$$

- b) Applicable à un combustible gazeux livré par les réseaux de distribution de gaz :

$$\text{Volume (m}^3\text{)} = \text{Volume}_{\text{Importé}} + \text{Volume}_{\text{Distribué}} - \text{Volume}_{\text{Exporté}} - \text{Volume}_{\text{Exclu}}$$

- Étape 2 : Calculer l'énergie du combustible à faible teneur en carbone en mégajoules (MJ) en multipliant le

the energy density of the fuel (as specified in the regulations).

$$\text{Energy (MJ)} = \text{Volume (m}^3\text{)} * \text{Energy Density } \left(\frac{\text{MJ}}{\text{m}^3}\right)$$

- Step 3: Calculate the carbon intensity difference ($CI_{\text{Difference}}$) by subtracting the carbon intensity of the low-carbon fuel ($CI_{\text{Low Carbon Fuel}}$) from the stream credit reference ($CI_{\text{Stream Credit Reference}}$) of the compliance period for the fuel stream.

$$CI_{\text{Difference}} \left(\frac{\text{g CO}_2\text{e}}{\text{MJ}}\right) = CI_{\text{Stream Credit Reference}} - CI_{\text{Low-carbon Fuel}}$$

- Step 4: Calculate grams of carbon dioxide equivalent by multiplying the energy (Step 2) by the carbon intensity difference (Step 3).

$$\text{g CO}_2\text{e} = \text{Energy (MJ)} * CI_{\text{Difference}} \left(\frac{\text{g CO}_2\text{e}}{\text{MJ}}\right)$$

- Step 5: Calculate the credits generated in metric tons of carbon dioxide equivalent by dividing the grams of carbon dioxide equivalent (Step 4) by 1 000 000 grams per tonne.

$$\text{Credits}_{\text{Generated}} (\text{t CO}_2\text{e}) = \frac{\text{g CO}_2\text{e}}{1\,000\,000 \text{ grams/t}}$$

Calculation of the stream credit reference carbon intensity value

Environment and Climate Change Canada will calculate the stream credit reference carbon intensity value for each compliance year (the stream credit reference).

- Step 1: Calculate the average carbon intensity of
 - each fossil fuel in the liquid stream supplied to Canada in 2016 using the Fuel Life Cycle Assessment Modelling Tool; and
 - each renewable and low-carbon fuel supplied to Canada in 2016.
- Step 2: Determine the energy in megajoules (MJ) of
 - each fossil fuel supplied to Canada in 2016 for combustion purposes, based on the 2017 reference case from the Energy, Emissions and Economy Model for Canada; and
 - each renewable and low-carbon fuel supplied to Canada in 2016 from data reported to the federal *Renewable Fuels Regulations*.
- Step 3: Calculate the weighted average carbon intensity of the liquid stream (CI_{WAverage}), based on the energy in megajoules (MJ) of each fuel supplied in Canada in 2016 for combustion purposes.

volume de combustible par la densité énergétique du combustible, comme l'indique la réglementation.

$$\text{Énergie (MJ)} = \text{Volume (m}^3\text{)} * \text{Densité énergétique } \left(\frac{\text{MJ}}{\text{m}^3}\right)$$

- Étape 3 : Calculer la différence d'intensité en carbone ($IC_{\text{différence}}$) en soustrayant l'intensité en carbone du combustible à faible teneur en carbone ($IC_{\text{combustible à faible teneur}}$) de la référence du groupe pour le calcul des crédits ($IC_{\text{référence du groupe}}$) de la période de conformité pour le groupe de combustibles.

$$IC_{\text{différence}} \left(\frac{\text{g d'éq. CO}_2}{\text{MJ}}\right) = IC_{\text{référence du groupe}} - IC_{\text{combustible à faible teneur}}$$

- Étape 4 : Calculer les grammes d'équivalent de dioxyde de carbone en multipliant l'énergie (étape 2) par la différence d'intensité en carbone (étape 3).

$$\text{g éq. CO}_2 = \text{Énergie (MJ)} * IC_{\text{différence}} \left(\frac{\text{g d'éq. CO}_2}{\text{MJ}}\right)$$

- Étape 5 : Calculer les crédits générés en tonnes métriques d'équivalent de dioxyde de carbone en divisant les grammes d'équivalent de dioxyde de carbone (étape 4) par 1 000 000 de grammes par tonne.

$$\text{Crédits}_{\text{générés}} (\text{t d'éq. CO}_2) = \frac{\text{g d'éq. CO}_2}{1\,000\,000 \text{ g/t}}$$

Calcul de la valeur d'intensité en carbone de référence du groupe pour le calcul des crédits

Environnement et Changement climatique Canada calculera la valeur d'intensité en carbone de référence du groupe pour le calcul des crédits pour chaque année de conformité (la référence du groupe pour le calcul des crédits).

- Étape 1 : Calculer l'intensité moyenne en carbone de :
 - chaque combustible fossile du groupe des combustibles liquides fourni au Canada en 2016 à l'aide de l'outil de modélisation de l'évaluation du cycle de vie des combustibles;
 - chaque combustible renouvelable ou à faible teneur en carbone fourni au Canada en 2016.
- Étape 2 : Déterminer l'énergie en mégajoules (MJ) de :
 - chaque combustible fossile fourni au Canada en 2016 à des fins de combustion, selon le scénario de référence 2017 du modèle énergie-émissions-économie du Canada;
 - chaque combustible renouvelable ou à faible teneur en carbone fourni au Canada en 2016 à partir des données fournies en vertu du *Règlement sur les carburants renouvelables* fédéral.
- Étape 3 : Calculer l'intensité en carbone moyenne pondérée du groupe des combustibles liquides ($IC_{\text{moyenne pondérée}}$), à partir de l'énergie en mégajoules (MJ) de chaque combustible fourni au Canada en 2016 à des fins de combustion.

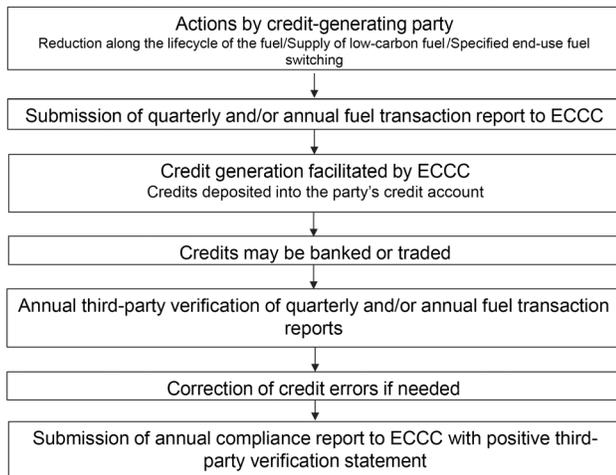
- Step 4: Calculate the stream credit reference ($CI_{\text{Stream Credit Reference}}$) based on
 - the weighted average carbon intensity of the liquid stream (CI_{WAverage});
 - the absolute carbon intensity reduction requirement (CI_{Absolute}) for a given compliance year (e.g., 10 g/MJ in 2030);
 - total energy in megajoules (MJ) of fossil fuels (TMJ_{Fossil});
 - total energy in megajoules (MJ) of renewable and low-carbon fuels ($TMJ_{\text{Renewable}}$) supplied in Canada in 2016 for combustion purposes.

$$CI_{\text{Stream Credit Reference}} \left(\frac{\text{g CO}_2\text{e}}{\text{MJ}} \right) = CI_{\text{WAverage}} \left(\frac{\text{g CO}_2\text{e}}{\text{MJ}} \right) - CI_{\text{Absolute}} \left(\frac{\text{g CO}_2\text{e}}{\text{MJ}} \right) * \frac{TMJ_{\text{fossil}}}{(TMJ_{\text{fossil}} + TMJ_{\text{Renewable}})}$$

- Étape 4 : Calculer la référence du groupe pour le calcul des crédits ($IC_{\text{référence du groupe}}$) à partir de :
 - l'intensité en carbone moyenne pondérée du groupe des combustibles liquides ($IC_{\text{moyenne pondérée}}$);
 - l'exigence de réduction absolue de l'intensité en carbone (IC_{absolue}) pour une année de conformité donnée (par exemple, 10 g/MJ en 2030);
 - l'énergie totale en mégajoules (MJ) de combustibles fossiles (TMJ_{fossile});
 - l'énergie totale en mégajoules (MJ) des combustibles renouvelables ou à faible teneur en carbone ($TMJ_{\text{renouvelable}}$) fournis au Canada en 2016 à des fins de combustion.

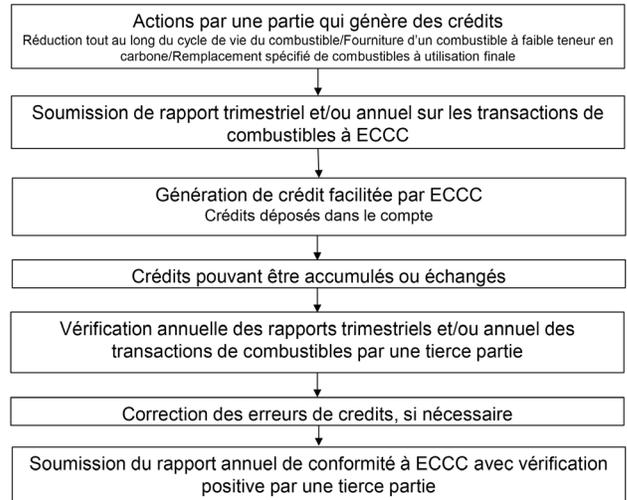
$$IC_{\text{référence du groupe}} \left(\frac{\text{g d'éq. CO}_2}{\text{MJ}} \right) = IC_{\text{moyenne pondérée}} \left(\frac{\text{g d'éq. CO}_2}{\text{MJ}} \right) - IC_{\text{absolue}} \left(\frac{\text{g d'éq. CO}_2}{\text{MJ}} \right) * \frac{TMJ_{\text{fossile}}}{(TMJ_{\text{fossile}} + TMJ_{\text{renouvelable}})}$$

Annex II – Clean Fuel Standard Credit Lifecycle



[3-1-o]

Annexe II – Cycle de vie du crédit selon la norme sur les combustibles propres



[3-1-o]

INNOVATION, SCIENCE AND ECONOMIC DEVELOPMENT CANADA

RADIOCOMMUNICATION ACT

Notice No. SMSE-017-18 – Release of ICES-005, issue 5

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

- Interference-Causing Equipment Standard ICES-005, issue 5, *Lighting Equipment*.

INNOVATION, SCIENCES ET DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE CANADA

LOI SUR LA RADIOCOMMUNICATION

Avis n° SMSE-017-18 – Publication de la NMB-005, 5^e édition

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

- Norme sur le matériel brouilleur NMB-005, 5^e édition, *Matériel d'éclairage*.

This standard will come into force upon publication on the [official publications section](#) of the [Spectrum Management and Telecommunications website](#).

General information

The [Interference-Causing Equipment Standards list](#) will be amended accordingly.

Submitting comments

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

Obtaining copies

Copies of this notice and of documents referred to herein are available electronically on the [Spectrum Management and Telecommunications website](#).

Official versions of notices can be viewed on the [Canada Gazette website](#).

December 17, 2018

Martin Proulx

Director General
Engineering, Planning and Standards Branch

[3-1-o]

PRIVY COUNCIL OFFICE

Appointment opportunities

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

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

Cette norme entrera en vigueur au moment de sa publication sur la [page des publications officielles](#) du [site Web de Gestion du spectre et télécommunications](#).

Renseignements généraux

La [liste des normes sur le matériel brouilleur](#) sera modifiée en conséquence.

Présentation de commentaires

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

Obtention de copies

Le présent avis ainsi que les documents cités sont affichés sur le [site Web de Gestion du spectre et télécommunications](#).

On peut consulter la version officielle des avis sur le [site Web de la Gazette du Canada](#).

Le 17 décembre 2018

Le directeur général

Direction générale du génie, de la planification et des normes

Martin Proulx

[3-1-o]

BUREAU DU CONSEIL PRIVÉ

Possibilités de nominations

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

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

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

Current opportunities

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

Position	Organization	Closing date
Chief Administrator	Administrative Tribunals Support Service of Canada	
Chairperson	Asia-Pacific Foundation of Canada	
Director	Asia-Pacific Foundation of Canada	February 11, 2019
Director	Business Development Bank of Canada	
Director	Canada Council for the Arts	
Chairperson	Canada Foundation for Sustainable Development Technology	
Chairperson	Canada Lands Company Limited	
President and Chief Executive Officer	Canada Lands Company Limited	
Chairperson (joint federal Governor in Council and provincial Lieutenant Governor appointment)	Canada–Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board	
President and Chief Executive Officer	Canada Post Corporation	
Chairperson	Canada Science and Technology Museum	
Vice-Chairperson	Canada Science and Technology Museum	
President and Chief Executive Officer	Canadian Commercial Corporation	
Chairperson, Vice-Chairperson and Director	Canadian Energy Regulator	

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

Possibilités d'emploi actuelles

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

Poste	Organisation	Date de clôture
Administrateur en chef	Service canadien d'appui aux tribunaux administratifs	
Président du conseil	Fondation Asie-Pacifique du Canada	
Administrateur	Fondation Asie-Pacifique du Canada	11 février 2019
Administrateur	Banque de développement du Canada	
Directeur	Conseil des Arts du Canada	
Président	Fondation du Canada pour l'appui technologique au développement durable	
Président du conseil	Société immobilière du Canada Limitée	
Président et premier dirigeant	Société immobilière du Canada Limitée	
Président (nommé par le gouverneur en conseil fédéral et le lieutenant-gouverneur de la province)	Office Canada – Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers	
Président et premier dirigeant de la société	Société canadienne des postes	
Président	Musée des sciences et de la technologie du Canada	
Vice-président	Musée des sciences et de la technologie du Canada	
Président et chef de la direction	Corporation commerciale canadienne	
Président, vice-président et administrateur	Régie canadienne de l'énergie	

Position	Organization	Closing date	Poste	Organisation	Date de clôture
Lead Commissioner, Deputy Lead Commissioner and Commissioner	Canadian Energy Regulator		Commissaire en chef, Commissaire en chef adjoint et commissaire	Régie canadienne de l'énergie	
Chairperson	Canadian Institutes of Health Research		Président	Instituts de recherche en santé du Canada	
Vice-Chairperson	Canadian Museum for Human Rights		Vice-président	Musée canadien pour les droits de la personne	
Vice-Chairperson	Canadian Museum of Immigration at Pier 21		Vice-président	Musée canadien de l'immigration du Quai 21	
Vice-Chairperson	Canadian Museum of Nature		Vice-président	Musée canadien de la nature	
Regional Member (Quebec)	Canadian Radio-television and Telecommunications Commission		Membre régional (Québec)	Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes	
Chairperson and Member	Canadian Statistics Advisory Council		Président du conseil et membre	Conseil consultatif canadien de la statistique	
President (Chief Executive Officer)	Canadian Tourism Commission		Président-directeur général (premier dirigeant)	Commission canadienne du tourisme	
Chairperson	Civilian Review and Complaints Commission for the Royal Canadian Mounted Police		Président	Commission civile d'examen et de traitement des plaintes relatives à la Gendarmerie royale du Canada	
President and Chief Executive Officer	Defense Construction (1951) Limited		Président et premier dirigeant	Construction de défense (1951) Limitée	
President and Chief Executive Officer	Export Development Canada		Président et premier dirigeant	Exportation et développement Canada	
Chairperson	Farm Credit Canada		Président du conseil	Financement agricole Canada	
President and Chief Executive Officer	Farm Credit Canada		Président-directeur général	Financement agricole Canada	
Vice-Chairperson	Farm Products Council of Canada		Vice-président	Conseil des produits agricoles du Canada	
Chief Executive Officer	The Federal Bridge Corporation Limited		Premier dirigeant	La Société des ponts fédéraux Limitée	
Commissioner	Financial Consumer Agency of Canada		Commissaire	Agence de la consommation en matière financière du Canada	
Chairperson	First Nations Financial Management Board		Président	Conseil de gestion financière des Premières Nations	
Chief Commissioner	First Nations Tax Commission		Président	Commission de la fiscalité des premières nations	
Deputy Chief Commissioner	First Nations Tax Commission		Vice-président	Commission de la fiscalité des premières nations	

Position	Organization	Closing date	Poste	Organisation	Date de clôture
Director	Freshwater Fish Marketing Corporation		Administrateur	Office de commercialisation du poisson d'eau douce	
Director (Federal)	Hamilton Port Authority		Administrateur (fédéral)	Administration portuaire de Hamilton	
Commissioner and Chairperson	International Joint Commission		Commissaire et président	Commission mixte internationale	
Member (appointment to roster)	International Trade and International Investment Dispute Settlement Bodies		Membre (nomination à une liste)	Organes de règlement des différends en matière de commerce international et d'investissement international	
Chief Executive Officer	The Jacques Cartier and Champlain Bridges Incorporated		Premier dirigeant	Les Ponts Jacques Cartier et Champlain Incorporée	
Director	The Jacques Cartier and Champlain Bridges Incorporated	February 7, 2019	Administrateur	Les Ponts Jacques Cartier et Champlain Incorporée	7 février 2019
Librarian and Archivist of Canada	Library and Archives of Canada		Bibliothécaire et archiviste du Canada	Bibliothèque et Archives du Canada	
President and Chief Executive Officer	Marine Atlantic Inc.		Président et premier dirigeant	Marine Atlantique S.C.C.	
Chairperson	National Arts Centre Corporation		Président	Société du Centre national des Arts	
Vice-Chairperson	National Arts Centre Corporation		Vice-président	Société du Centre national des Arts	
Chief Executive Officer	National Capital Commission		Premier dirigeant	Commission de la capitale nationale	
Member	National Capital Commission		Membre	Commission de la capitale nationale	
Government Film Commissioner	National Film Board		Commissaire du gouvernement à la cinématographie	Office national du film	
Director	National Gallery of Canada		Directeur	Musée des beaux-arts du Canada	
Chairperson	National Research Council of Canada		Premier conseiller	Conseil national de recherches du Canada	
President	Natural Sciences and Engineering Research Council of Canada		Président	Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie du Canada	
Canadian Ombudsperson	Office of the Canadian Ombudsperson for Responsible Enterprise		Ombudsman canadien	Bureau de l'ombudsman canadien pour la responsabilité des entreprises	
Commissioner of Competition	Office of the Commissioner of Competition		Commissaire de la concurrence	Bureau du commissaire de la concurrence	
Ombudsperson	Office of the Ombudsperson for National Defence and Canadian Forces		Ombudsman	Bureau de l'Ombudsman de la Défense nationale et des Forces canadiennes	

Position	Organization	Closing date	Poste	Organisation	Date de clôture
Director (Federal)	Oshawa Port Authority		Administrateur (fédéral)	Administration portuaire d'Oshawa	
Chairperson	Pacific Pilotage Authority		Président du conseil	Administration de pilotage du Pacifique	
Chief Executive Officer	Parks Canada		Directeur général	Parcs Canada	
Vice-Chairperson and Member	Patented Medicine Prices Review Board		Vice-président et membre	Conseil d'examen du prix des médicaments brevetés	
Panel Member	Payment in Lieu of Taxes Dispute Advisory Panel		Membre du Comité consultatif	Comité consultatif sur les paiements versés en remplacement d'impôts	
Master of the Mint	Royal Canadian Mint		Président de la monnaie	Monnaie royale canadienne	
Chairperson and Vice-Chairperson	Royal Canadian Mounted Police External Review Committee		Président et vice-président	Comité externe d'examen de la Gendarmerie royale du Canada	
Principal	Royal Military College of Canada		Recteur	Collège militaire royal du Canada	
Director (Federal)	Saguenay Port Authority		Administrateur (fédéral)	Administration portuaire du Saguenay	
Chairperson	Telefilm Canada		Président	Téléfilm Canada	
Member (Marine and Medical)	Transportation Appeal Tribunal of Canada		Conseiller (maritime et médical)	Tribunal d'appel des transports du Canada	
President and Chief Executive Officer	VIA Rail Canada Inc.		Président et chef de la direction	VIA Rail Canada Inc.	

PARLIAMENT**HOUSE OF COMMONS**

First Session, 42nd Parliament

PRIVATE BILLS

Standing Order 130 respecting notices of intended applications for private bills was published in the *Canada Gazette*, Part I, on November 28, 2015.

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

Charles Robert

Clerk of the House of Commons

OFFICE OF THE CHIEF ELECTORAL OFFICER**CANADA ELECTIONS ACT***Coming into force*

Notice is hereby given, pursuant to section 401 of *An Act to amend the Canada Elections Act and other Acts and to make certain consequential amendments* (S.C. 2018, c. 31), that the necessary preparations have been made for the bringing into operation of the following provisions and that the provisions come into force on the day on which this notice is published:

- the definition of “polling day” in subsection 2(2), and section 48;
- subsections 2(6), 53(4), and 80(3) and (4);
- the definition of “National Capital Region” in subsection 2(7), section 156, and subsection 182(3);
- subsection 2(9);
- section 8;
- sections 9 to 11;
- sections 13 and 14;
- section 15;
- section 16;
- sections 17, 18, and 373;
- section 19;
- subsection 20(1);
- subsection 20(4);
- section 22 and subsections 23(1) and (2);
- subsection 23(3) and section 26;

PARLEMENT**CHAMBRE DES COMMUNES**

Première session, 42^e législature

PROJETS DE LOI D'INTÉRÊT PRIVÉ

L'article 130 du Règlement relatif aux avis de demande de projets de loi d'intérêt privé a été publié dans la Partie I de la *Gazette du Canada* du 28 novembre 2015.

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

Le greffier de la Chambre des communes

Charles Robert**BUREAU DU DIRECTEUR GÉNÉRAL DES ÉLECTIONS****LOI ÉLECTORALE DU CANADA***Entrée en vigueur*

Avis est par les présentes donné, conformément à l'article 401 de la *Loi modifiant la Loi électorale du Canada et d'autres lois et apportant des modifications corrélatives à d'autres textes législatifs* (L.C. 2018, ch. 31), que les préparatifs nécessaires à la mise en application des dispositions suivantes ont été faits et que ces dispositions entrent en vigueur le jour où le présent avis est publié :

- la définition de « jour du scrutin » au paragraphe 2(2), et l'article 48;
- les paragraphes 2(6), 53(4) et 80(3) et (4);
- la définition de « région de la capitale nationale » au paragraphe 2(7), l'article 156 et le paragraphe 182(3);
- le paragraphe 2(9);
- l'article 8;
- les articles 9 à 11;
- les articles 13 et 14;
- l'article 15;
- l'article 16;
- les articles 17, 18 et 373;
- l'article 19;
- le paragraphe 20(1);
- le paragraphe 20(4);
- l'article 22 et les paragraphes 23(1) et (2);
- le paragraphe 23(3) et l'article 26;

— section 28;
 — section 30;
 — section 32 and subsections 325(1), (4), and (5);
 — section 33;
 — section 40 only insofar as it enacts section 46.01 of the *Canada Elections Act*;
 — section 47;
 — section 49;
 — section 59;
 — sections 61 and 327;
 — section 68;
 — section 74;
 — section 79;
 — subsection 93(3);
 — subsection 101(1);
 — section 115;
 — section 125;
 — sections 127 to 129;
 — subsection 164(1) only insofar as it amends the portion of subsection 243(1) of the *Canada Elections Act* before paragraph (a), subsections 164(2), 166(1), and 179(1) to (3), and section 368;
 — subsection 187(2);
 — subsections 201(1) and (2), and sections 203 and 204;
 — section 207;
 — sections 208 and 211, and subsection 333(4) except insofar as it enacts paragraph 495(5)(a.1) of the *Canada Elections Act*;
 — section 212;
 — section 356;
 — section 357 only insofar as it enacts sections 510.01 to 510.04 of the *Canada Elections Act*;
 — section 369;
 — section 370;
 — section 376;
 — section 378;
 — section 392; and
 — section 398.

January 11, 2019

Stéphane Perrault
 Chief Electoral Officer

— l'article 28;
 — l'article 30;
 — l'article 32 et les paragraphes 325(1), (4) et (5);
 — l'article 33;
 — l'article 40, seulement dans la mesure où il promulgue l'article 46.01 de la *Loi électorale du Canada*;
 — l'article 47;
 — l'article 49;
 — l'article 59;
 — les articles 61 et 327;
 — l'article 68;
 — l'article 74;
 — l'article 79;
 — le paragraphe 93(3);
 — le paragraphe 101(1);
 — l'article 115;
 — l'article 125;
 — les articles 127 à 129;
 — le paragraphe 164(1), seulement dans la mesure où il modifie la partie du paragraphe 243(1) de la *Loi électorale du Canada* avant l'alinéa a), les paragraphes 164(2), 166(1) et 179(1) à (3) et l'article 368;
 — le paragraphe 187(2);
 — les paragraphes 201(1) et (2) et les articles 203 et 204;
 — l'article 207;
 — les articles 208 et 211 et le paragraphe 333(4), sauf dans la mesure où il promulgue l'alinéa 495(5)a.1 de la *Loi électorale du Canada*;
 — l'article 212;
 — l'article 356;
 — l'article 357, seulement dans la mesure où il promulgue les articles 510.01 à 510.04 de la *Loi électorale du Canada*;
 — l'article 369;
 — l'article 370;
 — l'article 376;
 — l'article 378;
 — l'article 392;
 — l'article 398.

Le 11 janvier 2019

Le directeur général des élections
Stéphane Perrault

OFFICE OF THE CHIEF ELECTORAL OFFICER**CANADA ELECTIONS ACT***List of returning officers*

Pursuant to section 25 of the *Canada Elections Act* (S.C. 2000, c. 9), hereafter appears a list of the name, address and occupation of each person appointed as a returning officer for each electoral district in Canada, as established under the 2013 Representation Order (SI/2013-102), section 30 of the *Electoral Boundaries Readjustment Act* (R.S. 1985, c. E-3), and *An Act to change the names of certain electoral districts and to amend the Electoral Boundaries Readjustment Act* (S.C. 2014, c. 19).

December 20, 2018

Stéphane Perrault
Chief Electoral Officer

Newfoundland and Labrador

Avalon: Brown, Dennis, Retired, P.O. Box 192, Bay Roberts A0A 1G0

Bonavista–Burin–Trinity: Hodder, Irene J., Accounting Clerk, 10 Harbour View Drive, Marystown A0E 2M0

Coast of Bays–Central–Notre Dame: Puddicombe, Marilyn, Retired, 16 Jones Place, Gander A1V 2R1

Labrador: Northcott, Andrea, Computer Support, 316 Curtis Crescent, Labrador City A2V 2B9

Long Range Mountains: Waterman, Betty G., Retired, 2 Braemar Crescent, Corner Brook A2H 3B3

St. John's East: Linfield, Karen M., Retired, 222 Marine Drive, Torbay A1K 1B1

St. John's South–Mount Pearl: Ryan, James W., Retired Federal Civil Servant, 5 Rodes Place, Mount Pearl A1N 3B8

Prince Edward Island

Cardigan: Dyck, Mary E., Retired, 43 Belmont Street, Montague C0A 1R0

Charlottetown: Atkinson, Kay, Retired, 112–7 Falconwood Drive, Charlottetown C1A 6B4

Egmont: Gallant, Karen, Manager, 1693 Road 124, Abrams Village C0B 2E0

Malpeque: Pendergast, Maureen, Retired Journalist, 17 Cullen Lane, R.R. 1, Darnley C0B 1M0

BUREAU DU DIRECTEUR GÉNÉRAL DES ÉLECTIONS**LOI ÉLECTORALE DU CANADA***Liste des directeurs du scrutin*

Conformément à l'article 25 de la *Loi électorale du Canada* (L.C. 2000, ch. 9), figure ci-après une liste des nom, adresse et profession de toute personne nommée directeur du scrutin pour chaque circonscription du Canada, telles qu'elles ont été établies en vertu du Décret de représentation de 2013 (TR/2013-102), de l'article 30 de la *Loi sur la révision des limites des circonscriptions électorales* (L.R. 1985, ch. E-3) et de la *Loi visant à changer le nom de certaines circonscriptions électorales ainsi qu'à modifier la Loi sur la révision des limites des circonscriptions électorales* (L.C. 2014, ch. 19).

Le 20 décembre 2018

Le directeur général des élections
Stéphane Perrault

Terre-Neuve-et-Labrador

Avalon : Brown, Dennis, retraité, case postale 192, Bay Roberts A0A 1G0

Bonavista–Burin–Trinity : Hodder, Irene J., commis comptable, 10, promenade Harbour View, Marystown A0E 2M0

Coast of Bays–Central–Notre Dame : Puddicombe, Marilyn, retraitée, 16, place Jones, Gander A1V 2R1

Labrador : Northcott, Andrea, soutien informatique, 316, croissant Curtis, Labrador City A2V 2B9

Long Range Mountains : Waterman, Betty G., retraitée, 2, croissant Braemar, Corner Brook A2H 3B3

St. John's-Est : Linfield, Karen M., retraitée, 222, promenade Marine, Torbay A1K 1B1

St. John's-Sud–Mount Pearl : Ryan, James W., fonctionnaire fédéral retraité, 5, place Rodes, Mount Pearl A1N 3B8

Île-du-Prince-Édouard

Cardigan : Dyck, Mary E., retraitée, 43, rue Belmont, Montague C0A 1R0

Charlottetown : Atkinson, Kay, retraitée, 112-7, promenade Falconwood, Charlottetown C1A 6B4

Egmont : Gallant, Karen, gestionnaire, 1693, chemin 124, Abrams Village C0B 2E0

Malpeque : Pendergast, Maureen, journaliste retraitée, 17, ruelle Cullen, R.R. 1, Darnley C0B 1M0

Nova Scotia

Cape Breton–Canso: Carmichael, Norman, Retired, 73 Catherine Street, Glace Bay B1A 2K1

Central Nova: Stewart, Lottie J., Retired, 2039 Irving Street, Westville B0K 2A0

Cumberland–Colchester: Mackay, Darlene D., Office Manager, 78 Murdock Drive, Truro B2N 5Y7

Dartmouth–Cole Harbour: McCluskey, Pat C., Self-employed, 42 Greenmount Drive, Dartmouth B2V 2L7

Halifax: Boyd-Read, Bonnie E., Retired, 19 Lawnwood Avenue, Halifax B3N 1E6

Halifax West: Loch, John S., Semi-retired, 403–89 Waterfront Drive, Bedford B4A 4K4

Kings–Hants: Rideout, Jake, Self-employed, 409 Alershot Road, Kentville B4N 2Z8

Sackville–Preston–Chezzetcook: MacDougall, Glenn, Business Owner, 90 Evangeline Court, Lower Sackville B4E 3N6

South Shore–St. Margarets: Rideout, Douglas J., Retired, 176 High Timber Drive, Upper Tantallon B3Z 1P7

Sydney–Victoria: Mombourquette, Peter B., Retired, 72 Churchill Drive, Sydney B1S 2B3

West Nova: Gawn, Rose-Aline, Bookkeeper, 8454 Highway 1, P.O. Box 221, Meteghan B0W 2J0

New Brunswick

Acadie–Bathurst: Arseneault, Réjean, Retired, 4168 Des Fondateurs Boulevard, Saint-Isidore E8M 1G4

Beauséjour: Drisdelle, Ola, Retired, 985 Road 933, Haute-Aboujagane E4P 5R2

Fredericton: Desjardins, C. David, Executive Director, 101 Shaw Lane, New Maryland E3C 1H9

Fundy Royal: Nice, Joanne M., Retired, 137 Neck Road, Quispamsis E2G 1K9

Madawaska–Restigouche: Ouellette, Guy, Retired, 417 Beaulieu Road, Saint-François E7A 1A2

Miramichi–Grand Lake: Brown, Norman W., Semi-retired Bus Driver, 357 Skyline Avenue, Miramichi E1V 1B1

Moncton–Riverview–Dieppe: Gauthier, Donna, Représentative, 30 Kirton Court, Riverview E1B 3P9

Nouvelle-Écosse

Cape Breton–Canso : Carmichael, Norman, retraité, 73, rue Catherine, Glace Bay B1A 2K1

Nova-Centre : Stewart, Lottie J., retraitée, 2039, rue Irving, Westville B0K 2A0

Cumberland–Colchester : Mackay, Darlene D., gestionnaire de bureau, 78, promenade Murdock, Truro B2N 5Y7

Dartmouth–Cole Harbour : McCluskey, Pat C., travailleur autonome, 42, promenade Greenmount, Dartmouth B2V 2L7

Halifax : Boyd-Read, Bonnie E., retraitée, 19, avenue Lawnwood, Halifax B3N 1E6

Halifax-Ouest : Loch, John S., semi-retraité, 403-89 promenade Waterfront, Bedford B4A 4K4

Kings–Hants : Rideout, Jake, travailleur autonome, 409, chemin Alershot, Kentville B4N 2Z8

Sackville–Preston–Chezzetcook : MacDougall, Glenn, propriétaire d'entreprise, 90, rue Evangeline, Lower Sackville B4E 3N6

South Shore–St. Margarets : Rideout, Douglas J., retraité, 176, promenade High Timber, Upper Tantallon B3Z 1P7

Sydney–Victoria : Mombourquette, Peter B., retraité, 72, promenade Churchill, Sydney B1S 2B3

Nova-Ouest : Gawn, Rose-Aline, commis comptable, 8454, autoroute 1, case postale 221, Meteghan B0W 2J0

Nouveau-Brunswick

Acadie–Bathurst : Arseneault, Réjean, retraité, 4168, boulevard des Fondateurs, Saint-Isidore E8M 1G4

Beauséjour : Drisdelle, Ola, retraité, 985, chemin 933, Haute-Aboujagane E4P 5R2

Fredericton : Desjardins, C. David, directeur général, 101, ruelle Shaw, New Maryland E3C 1H9

Fundy Royal : Nice, Joanne M., retraitée, 137, chemin Neck, Quispamsis E2G 1K9

Madawaska–Restigouche : Ouellette, Guy, retraité, 417, chemin Beaulieu, Saint-François E7A 1A2

Miramichi–Grand Lake : Brown, Norman W., chauffeur d'autobus semi-retraité, 357, avenue Skyline, Miramichi E1V 1B1

Moncton–Riverview–Dieppe : Gauthier, Donna, représentante, 30, rue Kirton, Riverview E1B 3P9

New Brunswick Southwest: Brown, W. Robert, Retired, 47 Queen Street East, St. Stephen E3L 2J5

Saint John–Rothesay: Totten, Terry, Retired Accountant, 16 Maple Grove Terrace, Saint John E2K 2J1

Tobique–Mactaquac: Turcotte, Anne, Retired, 193 Basin Street, Grand Falls E3Z 2H9

Quebec

Abitibi–Baie-James–Nunavik–Eeyou: Robillard, Madeleine, Boarding Attendant (aircraft) for Northern Workers, 145 Cloutier Street, Val-d'Or J9P 4L2

Abitibi–Témiscamingue: Arsenault, Daniel, Chief Executive Officer of Radaar Creative Technologies Inc., P.O. Box 224, 107 Cotnoir Street, Rouyn-Noranda J0Z 3J0

Ahuntsic–Cartierville: Théorêt, Jean-Guy, Retired, 4–10940 De l'Esplanade Avenue, Montréal H3L 2Y6

Alfred-Pellan: Breton, Paul, Manager and Consultant in Communication, 1130 De Montmartre Street, Laval H7E 3P1

Argenteuil–La Petite-Nation: Brunet, Pierre, Retired, 134 Des Ormes Street, Lachute J8H 1B1

Avignon–La Mitis–Matane–Matapédia: Bernier, Bertrand, Retired, 201 Rioux Street, Matane G4W 3X7

Beauce: Lefebvre, Lise, Retired, 381 Des Pins Avenue, Sainte-Marie G6E 3L2

Beauport–Côte-de-Beaupré–Île d'Orléans–Charlevoix: Vézina, Marcel, Retired, 7758 Royale Avenue, Château-Richer G0A 1N0

Beauport–Limoilou: Savard, François, Retired, 327 19th Street, Québec G1L 2A5

Bécancour–Nicolet–Saurel: Longval, Michel, Insurance Broker, 5475 Cormier Avenue, Bécancour G9H 2E1

Bellechasse–Les Etchemins–Lévis: Poulin, Richard, Retired, 307A chemin des Rochers, Lac-Etchemin G0R 1S0

Beloil–Chambly: Fagnant, Claude D., Director, 221 Blain Street, Mont-Saint-Hilaire J3H 3B2

Berthier–Maskinongé: Provencher, Jean, Retired Engineer, 6540 chemin J.-A.-Vincent, Saint-Boniface G0X 2L0

Bourassa: Jomphe, Danielle, Trainer, 10829 Audoin Avenue, Montréal H1H 5E8

Nouveau-Brunswick-Sud-Ouest : Brown, W. Robert, retraité, 47, rue Queen Est, St. Stephen E3L 2J5

Saint John–Rothesay : Totten, Terry, comptable retraité, 16, terrasse Maple Grove, Saint John E2K 2J1

Tobique–Mactaquac : Turcotte, Anne, retraitée, 193, rue Basin, Grand-Sault E3Z 2H9

Québec

Abitibi–Baie-James–Nunavik–Eeyou : Robillard, Madeleine, préposée au comptoir d'embarquement (avion) pour les travailleurs du Nord, 145, rue Cloutier, Val-d'Or J9P 4L2

Abitibi–Témiscamingue : Arsenault, Daniel, président et directeur général, Radaar technologies créatives Inc., case postale 224, 107, rue Cotnoir, Rouyn-Noranda J0Z 3J0

Ahuntsic–Cartierville : Théorêt, Jean-Guy, retraité, 4-10940, avenue de l'Esplanade, Montréal H3L 2Y6

Alfred-Pellan : Breton, Paul, gestionnaire et conseiller en communication, 1130, rue de Montmartre, Laval H7E 3P1

Argenteuil–La Petite-Nation : Brunet, Pierre, retraité, 134, rue des Ormes, Lachute J8H 1B1

Avignon–La Mitis–Matane–Matapédia : Bernier, Bertrand, retraité, 201, rue Rioux, Matane G4W 3X7

Beauce : Lefebvre, Lise, retraitée, 381, avenue des Pins, Sainte-Marie G6E 3L2

Beauport–Côte-de-Beaupré–Île d'Orléans–Charlevoix : Vézina, Marcel, retraité, 7758, avenue Royale, Château-Richer G0A 1N0

Beauport–Limoilou : Savard, François, retraité, 327, 19^e Rue, Québec G1L 2A5

Bécancour–Nicolet–Saurel : Longval, Michel, courtier en assurance, 5475, avenue Cormier, Bécancour G9H 2E1

Bellechasse–Les Etchemins–Lévis : Poulin, Richard, retraité, 307A, chemin des Rochers, Lac-Etchemin G0R 1S0

Beloil–Chambly : Fagnant, Claude D., directeur, 221, rue Blain, Mont-Saint-Hilaire J3H 3B2

Berthier–Maskinongé : Provencher, Jean, ingénieur retraité, 6540, chemin J.-A.-Vincent, Saint-Boniface G0X 2L0

Bourassa : Jomphe, Danielle, formatrice, 10829, avenue Audoin, Montréal H1H 5E8

Brome–Missisquoi: Potvin, Marie-Josée, Farmer, 2024 chemin Vail, Dunham J0E 1M0

Brossard–Saint-Lambert: Ferlatte, Gilles, Semi-retired, 211–720 Churchill Boulevard, Saint-Lambert J4R 1N1

Charlesbourg–Haute-Saint-Charles: Poirier, Mark E., Retired, 1153 Des Topazes Street, Québec G2L 3L5

Châteauguay–Lacolle: Candau, François, Supervisor, Public Works, 12 Logan Street, Sainte-Martine J0S 1V0

Chicoutimi–Le Fjord: Gaudreault, Claude, Lawyer, 418 Jeanne-Le Ber Street, Chicoutimi G7H 3J9

Compton–Stanstead: Delisle, Michel, Manager, 5115 Dorval Street, Ascot Corner J0B 1A0

Dorval–Lachine–LaSalle: Ménard, Jean-Claude, Annuitant, 630 19th Avenue, Lachine H8S 3S7

Drummond: Desautels, Andrée, Administrative Assistant, 845 Armand Street, Drummondville J2C 5B4

Gaspésie–Les Îles-de-la-Madeleine: Whittom, Roy, Retired, 227 Route 132, Hope G0C 2K0

Gatineau: Dubois, Josée, Accountant, 408 Benoît Street, Gatineau J8P 3K9

Hochelega: Beausoleil, Carole, Retired, 6650 Châtelain Street, Montréal H1T 2K9

Honoré-Mercier: Sicari, Marguerite, Office Clerk, 12035 50th Avenue, Montréal H1E 7B8

Hull–Aylmer: Waters, Michelle, Self-employed, 271A chemin Fraser, Gatineau J9H 2H9

Joliette: Beauséjour, Robert, Retired School Principal, 17 Félix-Leclerc Street, Saint-Charles-Borromée J6E 7E8

Jonquière: Pomerleau, Marc, Consultant, 2652 Couture Street, Jonquière G7S 1T8,

La Pointe-de-l'Île: Lauzon, Bernard, Retired, 12 31st Avenue, Montréal H1A 4M6

La Prairie: Jolin, Claude, Manager, 201–125 De la Belle-Dame Avenue, La Prairie J5R 0R5

Lac-Saint-Jean: Hudon, Donald, General Director, 318 3^e Chemin, Lac-à-la-Croix G8G 1N5

Lac-Saint-Louis: Lister, Robert, Manager, 706 Dowker Street, Baie-D'Urfé H9X 2S9

LaSalle–Émard–Verdun: Gagnon, Sylvie, Self-employed, 8222 Lévis-Sauvé Street, Montréal H8P 3J7

Brome–Missisquoi : Potvin, Marie-Josée, agricultrice, 2024, chemin Vail, Dunham J0E 1M0

Brossard–Saint-Lambert : Ferlatte, Gilles, semi-retraité, 211-720, boulevard Churchill, Saint-Lambert J4R 1N1

Charlesbourg–Haute-Saint-Charles : Poirier, Mark E., retraité, 1153, rue des Topazes, Québec G2L 3L5

Châteauguay–Lacolle : Candau, François, superviseur, Travaux publics, 12, rue Logan, Sainte-Martine J0S 1V0

Chicoutimi–Le Fjord : Gaudreault, Claude, avocat, 418, rue Jeanne-Le Ber, Chicoutimi G7H 3J9

Compton–Stanstead : Delisle, Michel, gestionnaire, 5115, rue Dorval, Ascot Corner J0B 1A0

Dorval–Lachine–LaSalle : Ménard, Jean-Claude, rentier, 630, 19^e Avenue, Lachine H8S 3S7

Drummond : Desautels, Andrée, adjointe administrative, 845, rue Armand, Drummondville J2C 5B4

Gaspésie–Les Îles-de-la-Madeleine : Whittom, Roy, retraité, 227, route 132, Hope G0C 2K0

Gatineau : Dubois, Josée, comptable, 408, rue Benoît, Gatineau J8P 3K9

Hochelega : Beausoleil, Carole, retraitée, 6650, rue Châtelain, Montréal H1T 2K9

Honoré-Mercier : Sicari, Marguerite, commis de bureau, 12035, 50^e Avenue, Montréal H1E 7B8

Hull–Aylmer : Waters, Michelle, travailleuse autonome, 271A, chemin Fraser, Gatineau J9H 2H9

Joliette : Beauséjour, Robert, directeur d'école retraité, 17, rue Félix-Leclerc, Saint-Charles-Borromée J6E 7E8

Jonquière : Pomerleau, Marc, consultant, 2652, rue Couture, Jonquière G7S 1T8

La Pointe-de-l'Île : Lauzon, Bernard, retraité, 12, 31^e Avenue, Montréal H1A 4M6

La Prairie : Jolin, Claude, gestionnaire, 201-125, avenue de la Belle-Dame, La Prairie J5R 0R5

Lac-Saint-Jean : Hudon, Donald, directeur général, 318, 3^e Chemin, Lac-à-la-Croix G8G 1N5

Lac-Saint-Louis : Lister, Robert, gestionnaire, 706, rue Dowker, Baie-D'Urfé H9X 2S9

LaSalle–Émard–Verdun : Gagnon, Sylvie, travailleuse autonome, 8222, rue Lévis-Sauvé, Montréal H8P 3J7

Laurentides-Labelle: Villeneuve, Claude, Retired, 2710 De la Girouette Street, Sainte-Adèle J8B 2C5

Laurier-Sainte-Marie: Haince, Paul, Retired, 1345 Panet Street, Montréal H2L 2Y6

Laval-Les Îles: Vernier, Jean-Paul, SAAQ Evaluator, 4630 Panneton Street, Laval H7R 5L9

Lévis-Lotbinière: Leblond, Jean-Louis, Retired Economist, 152 Jacques-Bigot Street, Lévis G7A 2R8

Longueuil-Charles-LeMoynes: Shufelt, James, Management Consultant, 1252 Goupil Street, Longueuil J4K 1H1

Longueuil-Saint-Hubert: Thomas, Anne-Denise, Contractor, 3101 Du Major Street, Longueuil J4L 4K8

Louis-Hébert: Lavigne, Richard, Retired, 3354 De l'Entente-Cordiale Street, Québec G1X 2C4

Louis-Saint-Laurent: Dion, Hélène, Retired, 308-1841 Pie-XI Boulevard North, Québec G3J 0H6

Manicouagan: Monger, Benoit, Retired, 14 Chambers Street, Sept-Îles G4R 4W4

Marc-Aurèle-Fortin: Foucher, Jacques, Lawyer, 3656 Julio Street, Laval H7P 5A1

Mégantic-L'Érable: Chagnon, Hélène, Retired, 120 chemin des Pins, Lambton G0M 1H0

Mirabel: Langlais, Robert, Voluntary Work, 138 De la Quiétude Street, Saint-Colomban J5K 0G5

Montarville: Couture, Fernand B., Retired, 230 Lansdowne Street, Saint-Bruno-de-Montarville J3V 1W8

Montcalm: Simard, Pierre, Retired Officer of the Sureté du Québec and Associate in a private investigation company, 2588 Limoges Street, Mascouche J7K 0C3

Montmagny-L'Islet-Kamouraska-Rivière-du-Loup: Couillard, Pierrette, Notary, 274 Petit Rang 2, Cacouna G0L 1G0

Mont-Royal: Kaufman, Radu, Consultant, 4805 Dornal Avenue, Montréal H3W 1V9

Notre-Dame-de-Grâce-Westmount: Landry, Claude, Consultant, 636 Grosvenor Avenue, Westmount H3Y 2S8

Outremont: Francou, Pierre, Retired, 36 Terrasse les Hautvilliers, Outremont H2V 4P1

Papineau: Lake, Normand, Self-employed, 7928 De Lanaudière Street, Montréal H2E 1Y8

Laurentides-Labelle : Villeneuve, Claude, retraité, 2710, rue de la Girouette, Sainte-Adèle J8B 2C5

Laurier-Sainte-Marie : Haince, Paul, retraité, 1345, rue Panet, Montréal H2L 2Y6

Laval-Les Îles : Vernier, Jean-Paul, évaluateur de la SAAQ, 4630, rue Panneton, Laval H7R 5L9

Lévis-Lotbinière : Leblond, Jean-Louis, économiste retraité, 152, rue Jacques-Bigot, Lévis G7A 2R8

Longueuil-Charles-LeMoynes : Shufelt, James, gestion/consultant, 1252, rue Goupil, Longueuil J4K 1H1

Longueuil-Saint-Hubert : Thomas, Anne-Denise, entrepreneure, 3101, rue du Major, Longueuil J4L 4K8

Louis-Hébert : Lavigne, Richard, retraité, 3354, rue de l'Entente-Cordiale, Québec G1X 2C4

Louis-Saint-Laurent : Dion, Hélène, retraitée, 308-1841, boulevard Pie-XI Nord, Québec G3J 0H6

Manicouagan : Monger, Benoit, retraité, 14, rue Chambers, Sept-Îles G4R 4W4

Marc-Aurèle-Fortin : Foucher, Jacques, avocat, 3656, rue Julio, Laval H7P 5A1

Mégantic-L'Érable : Chagnon, Hélène, retraitée, 120, chemin des Pins, Lambton G0M 1H0

Mirabel : Langlais, Robert, bénévolat, 138, rue de la Quiétude, Saint-Colomban J5K 0G5

Montarville : Couture, Fernand B., retraité, 230, rue Lansdowne, Saint-Bruno-de-Montarville J3V 1W8

Montcalm : Simard, Pierre, officier retraité de la Sureté du Québec et associé dans une entreprise d'investigation au privé, 2588, rue Limoges, Mascouche J7K 0C3

Montmagny-L'Islet-Kamouraska-Rivière-du-Loup : Couillard, Pierrette, notaire, 274, Petit rang 2, Cacouna G0L 1G0

Mont-Royal : Kaufman, Radu, consultant, 4805, avenue Dornal, Montréal H3W 1V9

Notre-Dame-de-Grâce-Westmount : Landry, Claude, consultant, 636, avenue Grosvenor, Westmount H3Y 2S8

Outremont : Francou, Pierre, retraité, 36, terrasse les Hautvilliers, Outremont H2V 4P1

Papineau : Lake, Normand, travailleur autonome, 7928, rue de Lanaudière, Montréal H2E 1Y8

Pierre-Boucher–Les Patriotes–Verchères: Lemieux-Turcotte, Pauline, General Director, 938 Amundsen Street, Boucherville J4B 7S3

Pierrefonds–Dollard: Vanvari, Madanlal T., Engineer, 37 Île Barwick, Pierrefonds H8Z 3A1

Pontiac: Lance, Gaétan, Annuitant, P.O. Box 104, Campbell's Bay J0X 1K0

Portneuf–Jacques-Cartier: Guay, Marilyn, Manager, 4818 Des Grèbes Street, Saint-Augustin-de-Desmaures G3A 2B9

Québec: Crochetière, André, Person in charge of youth activities, 1002–135 Grande Allée West, Québec G1R 2H2

Repentigny: Gauvin-Arsenault, Lise, Retired, 773 Valade Street, Repentigny J5Y 1L5

Richmond–Arthabaska: Alie, Jacques, Retired, 268 Saint-Hubert Street, Asbestos J1T 1Z6

Rimouski-Neigette–Témiscouata–Les Basques: Barrette, Bertin, Retired, 209 Des Merises Street, Rimouski G0L 1B0

Rivière-des-Mille-Îles: Vallée, Lucien, Retired, 317 chemin de la Grande-Côte, Saint-Eustache J7P 1E2

Rivière-du-Nord: Moisan, Sylvie, Consultant, 836 De Ravel Street, Saint-Jérôme J5L 0J3

Rosemont–La Petite-Patrie: Perrault, Michelle, Self-employed, 5474 18th Avenue, Montréal H1X 2P4

Saint-Hyacinthe–Bagot: Guilmain, Suzie, Lawyer, 832 rang de la Presqu'île, Saint-Pie J0H 1W0

Saint-Jean: Richer, Louis, Retired, 18 Marc Street, Saint-Jean-sur-Richelieu J2W 1E1

Saint-Laurent: Croubalian, Pierre, Retired, 1613–730 Montpellier Boulevard, Montréal H4L 5B3

Saint-Léonard–Saint-Michel: Iadeluca, Antonio, Manager, 9080 Laverdière Street, Saint-Léonard H1R 2E9

Saint-Maurice–Champlain: Lebœuf, Gilles, Retired, 261 Du Plateau Avenue, Shawinigan G9T 3B4

Salaberry–Suroît: Leduc, Claude, Financial Security Advisor, 494 Saint-Lambert Street, Valleyfield J6T 6K2

Shefford: Lessard, Yvon, Retired, 452 Louis-Hébert Street, Granby J2H 1K6

Sherbrooke: Dion, Richard, Retired, 2427 Raimbault Street, Sherbrooke J1J 2J7

Terrebonne: Martel, Claude, Geographer/Historian, 230 Thérèse Street, Lachenaie J6W 5X1

Pierre-Boucher–Les Patriotes–Verchères : Lemieux-Turcotte, Pauline, directrice générale, 938, rue Amundsen, Boucherville J4B 7S3

Pierrefonds–Dollard : Vanvari, Madanlal T., ingénieur, 37, Île Barwick, Pierrefonds H8Z 3A1

Pontiac : Lance, Gaétan, rentier, case postale 104, Campbell's Bay J0X 1K0

Portneuf–Jacques-Cartier : Guay, Marilyn, gestionnaire, 4818, rue des Grèbes, Saint-Augustin-de-Desmaures G3A 2B9

Québec : Crochetière, André, responsable des activités jeunesse, 1002-135, Grande Allée Ouest, Québec G1R 2H2

Repentigny : Gauvin-Arsenault, Lise, retraitée, 773, rue Valade, Repentigny J5Y 1L5

Richmond–Arthabaska : Alie, Jacques, retraité, 268, rue Saint-Hubert, Asbestos J1T 1Z6

Rimouski-Neigette–Témiscouata–Les Basques : Barrette, Bertin, retraité, 209, rue des Merises, Rimouski G0L 1B0

Rivière-des-Mille-Îles : Vallée, Lucien, retraité, 317, chemin de la Grande-Côte, Saint-Eustache J7P 1E2

Rivière-du-Nord : Moisan, Sylvie, consultante, 836, rue de Ravel, Saint-Jérôme J5L 0J3

Rosemont–La Petite-Patrie : Perrault, Michelle, travailleuse autonome, 5474, 18^e Avenue, Montréal H1X 2P4

Saint-Hyacinthe–Bagot : Guilmain, Suzie, avocate, 832, rang de la Presqu'Île, Saint-Pie J0H 1W0

Saint-Jean : Richer, Louis, retraité, 18, rue Marc, Saint-Jean-sur-Richelieu J2W 1E1

Saint-Laurent : Croubalian, Pierre, retraité, 1613-730, boulevard Montpellier, Montréal H4L 5B3

Saint-Léonard–Saint-Michel : Iadeluca, Antonio, gestionnaire, 9080, rue Laverdière, Saint-Léonard H1R 2E9

Saint-Maurice–Champlain : Lebœuf, Gilles, retraité, 261, avenue du Plateau, Shawinigan G9T 3B4

Salaberry–Suroît : Leduc, Claude, conseiller en sécurité financière, 494, rue Saint-Lambert, Valleyfield J6T 6K2

Shefford : Lessard, Yvon, retraité, 452, rue Louis-Hébert, Granby J2H 1K6

Sherbrooke : Dion, Richard, retraité, 2427, rue Raimbault, Sherbrooke J1J 2J7

Terrebonne : Martel, Claude, géographe-historien, 230, rue Thérèse, Lachenaie J6W 5X1

Thérèse-De Blainville: Lessard, Claire, Retired, 199 Louis-Georges-Proulx Street, Sainte-Thérèse J7E 5M1

Trois-Rivières: Ricard, Robert, Retired, 1490 Gilles-Lupien Street, Trois-Rivières G8Y 7J5

Vaudreuil–Soulanges: Lauzon, Nicole, Retired, 205–1099 De Lotbinière Road, Vaudreuil-Dorion J7V 0H5

Ville-Marie–Le Sud-Ouest–Îles-des-Sœurs: Purcell, Anne M., Director of Procurement, 311–4200 Saint-Ambroise Street, Montréal H4C 3R7

Vimy: Brunelle, André, Retired, 39 D’Avaugour Crescent, Laval H7G 1S4

Ontario

Ajax: Cumberbatch, Robert W., Software Trainer, 42 Root Crescent, Ajax L1T 4M3

Algoma–Manitoulin–Kapuskasing: Cyr, Lila C., Retired, 20 McArthur Street, P.O. Box 35, Blind River P0R 1B0

Aurora–Oak Ridges–Richmond Hill: Pettit, Colin, Engineer, 111 Muirhead Crescent, Richmond Hill L4E 3M7

Barrie–Innisfil: Chronopoulos, Dennis, Lawyer, 148 Summerset Drive, Barrie L4N 6G5

Barrie–Springwater–Oro-Medonte: Bolger, Maura I., Retired, 1704–75 Ellen Street, Barrie L4N 7R6

Bay of Quinte: Zadow, Larry, Retired, 41 Edgehill Road, Belleville K8N 2K8

Beaches–East York: Paulin, Jeff, Management, 2750 Danforth Avenue, Toronto M4C 1L7

Brampton Centre: Barber, Janice A., Homemaker, 8 Bromley Crescent, Brampton L6T 1Z1

Brampton East: Ramdewar, Bridge, Prevention Services, 20 Moldovan Drive, Brampton L6R 0G1

Brampton North: McMorro, Paul T., Retired Educator, 48 Ravenscroft Circle, Brampton L6Z 4P2

Brampton South: Holman, John R., Self-employed, 8 Alexander Street, Brampton L6V 1H6

Brampton West: Nayak, Shashikant, Director, 39 Fairhill Avenue, Brampton L7A 2E7

Brantford–Brant: Cadman, Betteanne M., Retired Clerk and Administrator, 5 Kimberly Road, R.R. 2, Burford N0E 1A0

Bruce–Grey–Owen Sound: Stevenson, Bonnie, Accountant, 392269 Grey Road 109, R.R. 2, Holstein N0G 2A0

Thérèse-De Blainville : Lessard, Claire, retraitée, 199, rue Louis-Georges-Proulx, Sainte-Thérèse J7E 5M1

Trois-Rivières : Ricard, Robert, retraité, 1490, rue Gilles-Lupien, Trois-Rivières G8Y 7J5

Vaudreuil–Soulanges : Lauzon, Nicole, retraitée, 205-1099, chemin de Lotbinière, Vaudreuil-Dorion J7V 0H5

Ville-Marie–Le Sud-Ouest–Île-des-Sœurs : Purcell, Anne M., directrice des achats, 311-4200, rue Saint-Ambroise, Montréal H4C 3R7

Vimy : Brunelle, André, retraité, 39, croissant d’Avaugour, Laval H7G 1S4

Ontario

Ajax : Cumberbatch, Robert W., formateur en informatique, 42, croissant Root, Ajax L1T 4M3

Algoma–Manitoulin–Kapuskasing : Cyr, Lila C., retraitée, 20, rue McArthur, case postale 35, Blind River P0R 1B0

Aurora–Oak Ridges–Richmond Hill : Pettit, Colin, ingénieur, 111, croissant Muirhead, Richmond Hill L4E 3M7

Barrie–Innisfil : Chronopoulos, Dennis, avocat, 148, promenade Summerset, Barrie L4N 6G5

Barrie–Springwater–Oro-Medonte : Bolger, Maura I., retraitée, 1704-75, rue Ellen, Barrie L4N 7R6

Baie de Quinte : Zadow, Larry, retraité, 41, chemin Edgehill, Belleville K8N 2K8

Beaches–East York : Paulin, Jeff, gestion, 2750, avenue Danforth, Toronto M4C 1L7

Brampton-Centre : Barber, Janice A., personne au foyer, 8, croissant Bromley, Brampton L6T 1Z1

Brampton-Est : Ramdewar, Bridge, services de prévention, 20, promenade Moldovan, Brampton L6R 0G1

Brampton-Nord : McMorro, Paul T., éducateur retraité, 48, cercle Ravenscroft, Brampton L6Z 4P2

Brampton-Sud : Holman, John R., travailleur autonome, 8, rue Alexander, Brampton L6V 1H6

Brampton-Ouest : Nayak, Shashikant, directeur, 39, avenue Fairhill, Brampton L7A 2E7

Brantford–Brant : Cadman, Betteanne M., administratrice et commis retraitée, 5, chemin Kimberly, R.R. 2, Burford N0E 1A0

Bruce–Grey–Owen Sound : Stevenson, Bonnie, comptable, 392269, chemin Grey 109, R.R. 2, Holstein N0G 2A0

Burlington: Barr, Patricia J., Retired, 1924 Snake Road, Burlington L7P 4Y4

Cambridge: O'Connor, Mary, Correctional Officer, P.O. Box 398, Cambridge N1R 5V5

Carleton: Cook, Jennifer A., Real Estate Agent, 115 Strachan Street, P.O. Box 698, Richmond K0A 2Z0

Chatham-Kent-Leamington: Taylor, George G., Retired, 22764 Eastlawn Road, Chatham N7M 5J4

Davenport: Banjavcic, Marko, Election Administrator, 336 Osler Street, Toronto M6N 2Z5

Don Valley East: MacLean, Brent, Provincial Government, Clerk, 213-56 Eccleston Drive, Toronto M4A 1K9

Don Valley North: Wong, Mark, Retired, 8 Lesgay Crescent, Toronto M2J 2H8

Don Valley West: Addetia, Nasir, Self-employed, 1408-35 Thornecliffe Park Drive, East York M4H 1J3

Dufferin-Caledon: Reynolds, A. Craig, Engineer, 379 Hersey Crescent, Bolton L7E 3Z8

Durham: Werry, Ralph E. F., Self-employed, 8094 Old Scugog Road, Enniskillen L0B 1J0

Eglinton-Lawrence: Dallal, Laura, Self-employed, 156 Viewmount Avenue, Toronto M6B 1T7

Elgin-Middlesex-London: Woolley, Carrie, Homemaker, 49 South Valerie Street, St. Thomas N5R 1A9

Essex: Kennedy, Heather P., Bookkeeper, 132 Centre Street, Essex N8M 1P9

Etobicoke Centre: Allen, André, IT Director, 8 Burnelm Drive, Etobicoke M9B 4N3

Etobicoke-Lakeshore: Riley, Martin J., Retired, 27 Springbrook Gardens, Etobicoke M8Z 3B7

Etobicoke North: Murphy, Carole A., Real Estate Sales, 4A Grovetree Road, Toronto M9V 2Y2

Flamborough-Glanbrook: Croxall, Al, Retired, 89 Sunnyridge Road, Jerseyville L0R 1R0

Glengarry-Prescott-Russell: Chartrand, Pierre, Retired, 205-775 Brébeuf Street, Casselman K0A 1M0

Guelph: Dickert, Susan G., Retired, 11 Carolyn Court, Guelph N1H 7N5

Haldimand-Norfolk: Foster, Robert, Retired, 11 Atwood Crescent, Simcoe N3Y 4Z5

Burlington : Barr, Patricia J., retraitée, 1924, chemin Snake, Burlington L7P 4Y4

Cambridge : O'Connor, Mary, agente correctionnelle, case postale 398, Cambridge N1R 5V5

Carleton : Cook, Jennifer A., agente immobilière, 115, rue Strachan, case postale 698, Richmond K0A 2Z0

Chatham-Kent-Leamington : Taylor, George G., retraité, 22764, chemin Eastlawn, Chatham N7M 5J4

Davenport : Banjavcic, Marko, administrateur électoral, 336, rue Osler, Toronto M6N 2Z5

Don Valley-Est : MacLean, Brent, commis, gouvernement provincial, 213-56, promenade Eccleston, Toronto K4A 1K9

Don Valley-Nord : Wong, Mark, retraité, 8, croissant Lesgay, Toronto M2J 2H8

Don Valley-Ouest : Addetia, Nasir, travailleur autonome, 1408-35, promenade Thornecliffe Park, East York M4H 1J3

Dufferin-Caledon : Reynolds, A. Craig, ingénieur, 379, croissant Hersey, Bolton L7E 3Z8

Durham : Werry, Ralph E. F., travailleur autonome, 8094, chemin Old Scugog, Enniskillen L0B 1J0

Eglinton-Lawrence : Dallal, Laura, travailleuse autonome, 156, avenue Viewmount, Toronto M6B 1T7

Elgin-Middlesex-London : Woolley, Carrie, personne au foyer, 49, rue Valerie Sud, St. Thomas N5R 1A9

Essex : Kennedy, Heather P., commis comptable, 132, rue Centre, Essex N8M 1P9

Etobicoke-Centre : Allen, André, directeur de la TI, 8, promenade Burnelm, Etobicoke M9B 4N3

Etobicoke-Lakeshore : Riley, Martin J., retraité, 27, rue Springbrook Gardens, Etobicoke M8Z 3B7

Etobicoke-Nord : Murphy, Carole A., ventes immobilières, 4A, chemin Grovetree, Toronto M9V 2Y2

Flamborough-Glanbrook : Croxall, Al, retraité, 89, chemin Sunnyridge, Jerseyville L0R 1R0

Glengarry-Prescott-Russell : Chartrand, Pierre, retraité, 205-775, rue Brébeuf, Casselman K0A 1M0

Guelph : Dickert, Susan G., retraitée, 11, rue Carolyn, Guelph N1H 7N5

Haldimand-Norfolk : Foster, Robert, retraité, 11, croissant Atwood, Simcoe N3Y 4Z5

Haliburton–Kawartha Lakes–Brock: Ford, Jerry J., Retired, 2 Oliver Court, Lindsay K9V 5V9

Hamilton Centre: Leverton, Ryan T. S., Administrative Assistant, 104 Graham Avenue South, Hamilton L8K 2M3

Hamilton East–Stoney Creek: Martin, Ruth Anne, Clerk, 51 MacInstosh Drive, Stoney Creek L8E 4E4

Hamilton Mountain: Nelson, James, Retired, 239 Fano Drive, Hamilton L8W 3V1

Hamilton West–Ancaster–Dundas: Destro, Tina, Art Educator, 8–95 Fonthill Road, Hamilton L9C 6T1

Hastings–Lennox and Addington: McMillan, Caroline M., Life and Health Insurance Broker and Agent, 1858 County Road 1 East, Napanee K7R 3L2

Humber River–Black Creek: Ewers-Baptiste, Elaine, Consultant, 5–10 Grandravine Drive, Toronto M3J 1B1

Huron–Bruce: Craig, Graeme, Business, R.R. 1, 43077 Blyth Road, Walton N0K 1Z0

Kanata–Carleton: Anatol, Keith H., Retired Accountant, 903 Whiteford Way, Kanata K2M 0C9

Kenora: Duggan, Paul S., Retired Teacher, 26–5, 7th Street South, Kenora P9N 1P3

King–Vaughan: Di Ruscio, Anna, Special Event Coordinator, 42 Germana Place, Vaughan L6A 4R5

Kingston and the Islands: Long-Poucher, Susan B., Naval Officer, 221 Regent Street, Kingston K7L 4K5

Kitchener Centre: LePage, Patricia G., Retired, 802–10 Ellen Street East, Kitchener N2H 6R8

Kitchener–Conestoga: Quanz, Kenneth L., Retired Teacher, 113 Brewery Street, Baden N3A 2S4

Kitchener South–Hespeler: Loney, Grace, Chartered Accountant, 16 McLellan Court, Cambridge N3C 4A7

Lambton–Kent–Middlesex: Buren, Liisa, Office Manager, 10893 Old River Road, P.O. Box 104, Komoka N0L 1R0

Lanark–Frontenac–Kingston: Bird, Cheryl, Retired, 6161 Perth Road, Perth K0H 2L0

Leeds–Grenville–Thousand Islands and Rideau Lakes: Oleniuk, Cheryl, Retired, 12 Donaldson Court, Brockville K6V 7J1

London–Fanshawe: Telfer, Brenda, Self-employed, 1580 Dale Street, London N5V 1X9

Haliburton–Kawartha Lakes–Brock : Ford, Jerry J., retraité, 2, rue Oliver, Lindsay K9V 5V9

Hamilton-Centre : Leverton, Ryan T. S., adjoint administratif, 104, avenue Graham Sud, Hamilton L8K 2M3

Hamilton-Est–Stoney Creek : Martin, Ruth Anne, commis, 51, promenade MacInstosh, Stoney Creek L8E 4E4

Hamilton Mountain : Nelson, James, retraité, 239, promenade Fano, Hamilton L8W 3V1

Hamilton-Ouest–Ancaster–Dundas : Destro, Tina, éducatrice en art, 8-95, chemin Fonthill, Hamilton L9C 6T1

Hastings–Lennox and Addington : McMillan, Caroline M., agente et courtière en assurance-vie et en assurance-santé, 1858, chemin de comté 1 Est, Napanee K7R 3L2

Humber River–Black Creek : Ewers-Baptiste, Elaine, consultante, 5-10, promenade Grandravine, Toronto M3J 1B1

Huron–Bruce : Craig, Graeme, affaires, R.R. 1, 43077, chemin Blyth, Walton N0K 1Z0

Kanata–Carleton : Anatol, Keith H., comptable retraité, 903, chemin Whiteford, Kanata K2M 0C9

Kenora : Duggan, Paul S., enseignant retraité, 26-5, 7^e Rue Sud, Kenora P9N 1P3

King–Vaughan : Di Ruscio, Anna, coordonnatrice d'événements spéciaux, 42, place Germana, Vaughan L6A 4R5

Kingston et les Îles : Long-Poucher, Susan B., officière de marine, 221, rue Regent, Kingston K7L 4K5

Kitchener-Centre : LePage, Patricia G., retraitée, 802-10, rue Ellen Est, Kitchener N2H 6R8

Kitchener–Conestoga : Quanz, Kenneth L., enseignant retraité, 113, rue Brewery, Baden N3A 2S4

Kitchener-Sud–Hespeler : Loney, Grace, comptable agréée, 16, rue McLellan, Cambridge N3C 4A7

Lambton–Kent–Middlesex : Buren, Liisa, gestionnaire de bureau, 10893, chemin Old River, case postale 104, Komoka N0L 1R0

Lanark–Frontenac–Kingston : Bird, Cheryl, retraitée, 6161, chemin Perth, Perth K0H 2L0

Leeds–Grenville–Thousand Islands et Rideau Lakes : Oleniuk, Cheryl, retraitée, 12, rue Donaldson, Brockville K6V 7J1

London–Fanshawe : Telfer, Brenda, travailleuse autonome, 1580, rue Dale, London N5V 1X9

London North Centre: Joudrey, Paul E., Retired, 189 McGarrell Drive, London N6G 5E7

London West: Mazereeuw, Karen E., Homemaker, 1127 Viscount Road, London N6K 1H9

Markham–Stouffville: Wilson, Barry, Retired, 65 Tilman Circle, Markham L3P 6G5

Markham–Thornhill: Macartney, Darlene M., Semi-retired Consultant, 49 Stacey Crescent, Thornhill L3T 6Z7

Markham–Unionville: Koidis, Janet M., Retired Principal, 40 Cavalry Trail, Unionville L3R 9H3

Milton: Dougherty, Carol B., Employee Benefits Consultant, 72 Charles Street, Milton L9T 2G7

Mississauga Centre: Heenan, John S., Professional Engineer, 1483 Ballantrae Drive, Mississauga L5M 3N6

Mississauga East–Cooksville: George, David, Retired President, CEO, 3519 Grand Forks Road, Mississauga L4Y 3N2

Mississauga–Erin Mills: Rahman, Jameel, Retired, 3395 Cajun Crescent, Mississauga L5L 5T9

Mississauga–Lakeshore: Doda, Fran, Accountant, 1076 Fleet Street, Mississauga L5H 3P7

Mississauga–Malton: Ramadorai, Vijay K., Consultant, 5205 Champlain Trail, Mississauga L5R 3B1

Mississauga–Streetsville: Arafat, Arafat, Dental Technologist and Denturist, 3694 Densbury Drive, Mississauga L5N 6Z1

Nepean: DiMillo, Patricia J., Retired, 12 Barnstable Drive, Nepean K2J 1Z6

Newmarket–Aurora: Bogner, Teena, Lecturer, 864 Magnolia Avenue, Newmarket L3Y 3C7

Niagara Centre: Diakow, Robert M., Retired, 26 Barbican Trail, St. Catharines L2T 4A3

Niagara Falls: Quiquero, Kathleen J., Self-employed, 9546 Willoughby Drive, Niagara Falls L2E 6S6

Niagara West: Ciarlo, Robert, Retired, 67 Lake Street, Grimsby L3M 2G6

Nickel Belt: Renaud, Pauline, Homemaker, 179 Pauline Street, Chelmsford P0M 1L0

Nipissing–Timiskaming: Mallory, James T., Retired, 2 Briarwood Court, North Bay P1C 1M1

London-Centre-Nord : Joudrey, Paul E., retraité, 189, promenade McGarrell, London N6G 5E7

London-Ouest : Mazereeuw, Karen E., personne au foyer, 1127, chemin Viscount, London N6K 1H9

Markham–Stouffville : Wilson, Barry, retraité, 65, cercle Tilman, Markham L3P 6G5

Markham–Thornhill : Macartney, Darlene M., consultante semi-retraîtée, 49, croissant Stacey, Thornhill L3T 6Z7

Markham–Unionville : Koidis, Janet M., directrice retraitée, 40, Cavalry Trail, Unionville L3R 9H3

Milton : Dougherty, Carol B., consultante en avantages sociaux, 72, rue Charles, Milton L9T 2G7

Mississauga-Centre : Heenan, John S., ingénieur professionnel, 1483, promenade Ballantrae, Mississauga L5M 3N6

Mississauga-Est–Cooksville : George, David, président retraité, PDG, 3519, chemin Grand Forks, Mississauga L4Y 3N2

Mississauga–Erin Mills : Rahman, Jameel, retraité, 3395, croissant Cajun, Mississauga L5L 5T9

Mississauga–Lakeshore : Doda, Fran, comptable, 1076, rue Fleet, Mississauga L5H 3P7

Mississauga–Malton : Ramadorai, Vijay K., consultant, 5205, Champlain Trail, Mississauga L5R 3B1

Mississauga–Streetsville : Arafat, Arafat, technologue dentaire et denturologue, 3694, promenade Densbury, Mississauga L5N 6Z1

Nepean : DiMillo, Patricia J., retraitée, 12, promenade Barnstable, Nepean K2J 1Z6

Newmarket–Aurora : Bogner, Teena, chargée de cours, 864, avenue Magnolia, Newmarket L3Y 3C7

Niagara-Centre : Diakow, Robert M., retraité, 26, Barbican Trail, St. Catharines L2T 4A3

Niagara Falls : Quiquero, Kathleen J., travailleuse autonome, 9546, promenade Willoughby, Niagara Falls L2E 6S6

Niagara-Ouest : Ciarlo, Robert, retraité, 67, rue Lake, Grimsby L3M 2G6

Nickel Belt : Renaud, Pauline, personne au foyer, 179, rue Pauline, Chelmsford P0M 1L0

Nipissing–Timiskaming : Mallory, James T., retraité, 2, rue Briarwood, North Bay P1C 1M1

Northumberland–Peterborough South: MacDonald, Ann L., Semi-retired, Management, 875 Westwood Crescent, Cobourg K9A 5B3

Oakville: Landau, Richard, TV Producer, 406–1071 Queens Avenue, Oakville L6H 2R5

Oakville North–Burlington: Lindsey, Diane, Event Planner, 5156 Wood Crescent, Burlington L7L 6N4

Orléans: Duford, Sylvie, Orthotherapist, 6393 St. Louis Drive, Orléans K1C 2X9

Oshawa: Houston, Kenneth C., Self-employed, 1006 Lavender Court, Oshawa L1G 3H1

Ottawa Centre: Lynch, Gail A., Realtor, P.O. Box 35056, RPO Westgate, Ottawa K1Z 1A0

Ottawa South: Raven, Eileen P., Retired Teacher, 2221 Old Lilac Lane, Ottawa K1H 6H6

Ottawa–Vanier: Crête, Rachel L., Retired, 293 Michel Circle, Ottawa K1L 7P4

Ottawa West–Nepean: Finkelstein, Arnold, Retired, 26 Ashgrove Crescent, Ottawa K2G 0S2

Oxford: Schultz, Audrey E., Retired, 746781, R.R. 2, Township Road 4, Princeton N0J 1V0

Parkdale–High Park: Huska, Marika, Consultant, 22 High Park Gardens, Toronto M6R 1S9

Parry Sound–Muskoka: Bordeleau, Kim E., Aircraft Maintenance, 57 Cascade Street, Parry Sound P2A 1K3

Perth–Wellington: Ranney, Patricia A., Project Manager, 55 Princess Street, Stratford N5A 6C7

Peterborough–Kawartha: Manley, Rodney, Consultant, 191 River Lane, P.O. Box 29, Warsaw K0L 3A0

Pickering–Uxbridge: Birungi, Joseph, Data Manager, 1898 New Street, Pickering L1V 3J7

Renfrew–Nipissing–Pembroke: Rantz, Robert, Retired, 299 Rantz Road, Petawawa K8H 2W8

Richmond Hill: Rossi, Sharon L., Potter, 289 Elmwood Avenue, Richmond Hill L4C 1L5

Sarnia–Lambton: Rennie, Paul, Retired, 499 Charlesworth Drive, Sarnia N7V 2R5

Sault Ste. Marie: Piper, Jeffrey G., Director of Corporate Services, 128 Millcreek Drive, Sault Ste. Marie P6B 6H8

Northumberland–Peterborough-Sud: MacDonald, Ann L., semi-retraîtée, gestion, 875, croissant Westwood, Cobourg K9A 5B3

Oakville: Landau, Richard, producteur de télévision, 406-1071, avenue Queens, Oakville L6H 2R5

Oakville-Nord–Burlington: Lindsey, Diane, planificatrice d'événements, 5156, croissant Wood, Burlington L7L 6N4

Orléans: Duford, Sylvie, orthothérapeute, 6393, promenade St. Louis, Orléans K1C 2X9

Oshawa: Houston, Kenneth C., travailleur autonome, 1006, rue Lavender, Oshawa L1G 3H1

Ottawa-Centre: Lynch, Gail A., agente immobilière, case postale 35056, COP Westgate, Ottawa K1Z 1A0

Ottawa-Sud: Raven, Eileen P., enseignante retraitée, 2221, voie Old Lilac, Ottawa K1H 6H6

Ottawa–Vanier: Crête, Rachel L., retraitée, 293, cercle Michel, Ottawa K1L 7P4

Ottawa-Ouest–Nepean: Finkelstein, Arnold, retraité, 26, croissant Ashgrove, Ottawa K2G 0S2

Oxford: Schultz, Audrey E., retraitée, 746781, R.R. 2, chemin de canton 4, Princeton N0J 1V0

Parkdale–High Park: Huska, Marika, consultante, 22, High Park Gardens, Toronto M6R 1S9

Parry Sound–Muskoka: Bordeleau, Kim E., entretien d'avions, 57, rue Cascade, Parry Sound P2A 1K3

Perth–Wellington: Ranney, Patricia A., gestionnaire de projet, 55, rue Princess, Stratford N5A 6C7

Peterborough–Kawartha: Manley, Rodney, consultant, 191, route River, case postale 29, Warsaw K0L 3A0

Pickering–Uxbridge: Birungi, Joseph, gestionnaire de données, 1898, rue New, Pickering L1V 3J7

Renfrew–Nipissing–Pembroke: Rantz, Robert, retraité, 299, chemin Rantz, Petawawa K8H 2W8

Richmond Hill: Rossi, Sharon L., potière, 289, avenue Elmwood, Richmond Hill L4C 1L5

Sarnia–Lambton: Rennie, Paul, retraité, 499, promenade Charlesworth, Sarnia N7V 2R5

Sault Ste. Marie: Piper, Jeffrey G., directeur des services généraux, 128, promenade Millcreek, Sault Ste. Marie P6B 6H8

Scarborough–Agincourt: Sotiropoulos, Chris, Portfolio Manager, 27 Leaffield Drive, Scarborough M1W 2R2

Scarborough Centre: Granato, Diane, Retired, 37 Waringstown Drive, Scarborough M1R 4H2

Scarborough–Guildwood: Saulter, Chantel, Human Resources Manager, 30 Florist Lane, Scarborough M1E 0A4

Scarborough North: Ong-Lim, Hebe, Director and Administrator of JLHO Enterprise Inc., 95 Pebblehill Square, Toronto M1S 2P8

Scarborough–Rouge Park: Pinto, Michael, Retired Professional Woodturner, 18 Milroy Crescent, Toronto M1C 4H1

Scarborough Southwest: Pirani, Ismail, Retired, 89 Comrie Terrace, Toronto M1M 3T1

Simcoe–Grey: Sneyd, Ralph E., Retired Teacher, 122 6th Street, Collingwood L9Y 1Y9

Simcoe North: Walker, Ron, Retired Engineer, 3647 Riverdale Drive, Washago L0K 2B0

Spadina–Fort York: Suleman, Khadijah, International Development Expert, 3410–16 Harbour Street, Toronto M5J 2Z7

St. Catharines: Henriques, Joseph, Consultant, 24 October Drive, St. Catharines L2N 6T2

Stormont–Dundas–South Glengarry: Kubeck, Kimberley A., Retired, 20526 Concession 9 Road, R.R. 2, Alexandria K0C 1A0

Sudbury: Lapointe, Rodney, Self-employed, C11–424 Westmount Avenue, Sudbury P3A 5V6

Thornhill: Stein, Seymour B., Chartered Accountant, 243 Brickstone Circle, Thornhill L4J 6L2

Thunder Bay–Rainy River: Simpson, Ian, Retired School Principal, 440 Nelson Street, Fort Frances P9A 1B2

Thunder Bay–Superior North: Mason, Dale J., Retired, 112 Audrey Street, Thunder Bay P7A 8C6

Timmins–James Bay: Labelle, Denise, Administration, 405–630 Lonergan Boulevard, Timmins P4P 1H3

Toronto Centre: McGill, Carolyn, Retired, 1009–155 Dalhousie Street, Toronto M5B 2P7

Toronto–Danforth: Stevenson, Diane C., Retired, 80 Langley Avenue, Toronto M4K 1B5

Scarborough–Agincourt : Sotiropoulos, Chris, gestionnaire de portefeuille, 27, promenade Leaffield, Scarborough M1W 2R2

Scarborough-Centre : Granato, Diane, retraitée, 37, promenade Waringstown, Scarborough M1R 4H2

Scarborough–Guildwood : Saulter, Chantel, gestionnaire des ressources humaines, 30, route Florist, Scarborough M1E 0A4

Scarborough-Nord : Ong-Lim, Hebe, directrice et administratrice de JLHO Enterprise Inc., 95, carré Pebblehill, Toronto M1S 2P8

Scarborough–Rouge Park : Pinto, Michael, tourneur de bois professionnel retraité, 18, croissant Milroy, Toronto M1C 4H1

Scarborough-Sud-Ouest : Pirani, Ismail, retraité, 89, terrasse Comrie, Toronto M1M 3T1

Simcoe–Grey : Sneyd, Ralph E., enseignant retraité, 122, 6^e Rue, Collingwood L9Y 1Y9

Simcoe-Nord : Walker, Ron, ingénieur retraité, 3647, promenade Riverdale, Washago L0K 2B0

Spadina–Fort York : Suleman, Khadijah, experte du développement international, 3410-16, rue Harbour, Toronto M5J 2Z7

St. Catharines : Henriques, Joseph, consultant, 24, promenade October, St. Catharines L2N 6T2

Stormont–Dundas–South Glengarry : Kubeck, Kimberley A., retraitée, 20526, chemin de Concession 9, R.R. 2, Alexandria K0C 1A0

Sudbury : Lapointe, Rodney, travailleur autonome, C11-424, avenue Westmount, Sudbury P3A 5V6

Thornhill : Stein, Seymour B., comptable agréé, 243, cercle Brickstone, Thornhill L4J 6L2

Thunder Bay–Rainy River : Simpson, Ian, directeur d'école retraité, 440, rue Nelson, Fort Frances P9A 1B2

Thunder Bay–Supérieur-Nord : Mason, Dale J., retraité, 112, rue Audrey, Thunder Bay P7A 8C6

Timmins–Baie James : Labelle, Denise, administration, 405-630, boulevard Lonergan, Timmins P4P 1H3

Toronto-Centre : McGill, Carolyn, retraitée, 1009-155, rue Dalhousie, Toronto M5B 2P7

Toronto–Danforth : Stevenson, Diane C., retraitée, 80, avenue Langley, Toronto M4K 1B5

Toronto–St. Paul’s: Walters, Kelly, Bid Coordinator, 14 Hursting Avenue, Toronto M6C 1K4

University–Rosedale: Sima, S. Scott, IT Consultant, 2–656 Markham Street, Toronto M6G 2L9

Vaughan–Woodbridge: Di Federico, Ugo, Administrator, 71 Woodgreen Drive, Woodbridge L4L 3B2

Waterloo: Driedger, Nick A., Retired CEO, 329 Arlene Place, Waterloo N2J 2G5

Wellington–Halton Hills: Gallagher, Thomas H. L., Sales, 23 Market Street, Georgetown L7G 3B9

Whitby: Cloutier, Paul M., Retired, 3 Doulton Gate, Whitby L1R 1K2

Willowdale: Fong, May Lynne, Retired, 12 Granlea Road, Toronto M2N 2Z5

Windsor–Tecumseh: Moore, Mark, Retired, 6295 Riverside Drive East, Windsor N8S 1C1

Windsor West: Lynd, Thomas W., Consultant, 3130 California Avenue, Windsor N9E 3K6

York Centre: Gotlieb, Lori, Trainer/Professor, 5 Almington Street, Toronto M3H 3E9

York–Simcoe: Willcocks, Nina, Financial Manager, P.O. Box A23, R.R. 2, Sutton West L0E 1R0

York South–Weston: Daley, Jacqueline, College Professor, 12 Beechwood Avenue, York M6N 4T1

Manitoba

Brandon–Souris: Swidnicki, Joni D., Retired, 1519 3rd Street, Brandon R7A 3G3

Charleswood–St. James–Assiniboia–Headingley: Vanderstel, Sherri L., Teacher, 506 Woodlands Crescent, Winnipeg R3K 1B1

Churchill–Keewatinook Aski: Lupien, Katherine, Registered Nurse, 196 Wright Avenue, Flin Flon R8A 0E3

Dauphin–Swan River–Neepawa: Clement, Ron, Commissionnaire, P.O. Box 1089, 204 Heather Street, Russell R0J 1W0

Elmwood–Transcona: Laniuk, Wayne J., Business Consulting, 184 George Marshall Way, Winnipeg R2C 5C9

Kildonan–St. Paul: Ghidoni, Donna G., Educator/Trainer, 171 Wyndstone Circle, East St. Paul R2E 0L8

Portage–Lisgar: Cormier, Georges, Retired, P.O. Box 49, La Salle R0G 1B0

Toronto–St. Paul’s : Walters, Kelly, coordonnatrice d’appels d’offres, 14, avenue Hursting, Toronto M6C 1K4

University–Rosedale : Sima, S. Scott, consultant de la TI, 2–656, rue Markham, Toronto M6G 2L9

Vaughan–Woodbridge : Di Federico, Ugo, administrateur, 71, promenade Woodgreen, Woodbridge L4L 3B2

Waterloo : Driedger, Nick A., DGE retraité, 329, place Arlene, Waterloo N2J 2G5

Wellington–Halton Hills : Gallagher, Thomas H. L., ventes, 23, rue Market, Georgetown L7G 3B9

Whitby : Cloutier, Paul M., retraité, 3, Doulton Gate, Whitby L1R 1K2

Willowdale : Fong, May Lynne, retraitée, 12, chemin Granlea, Toronto M2N 2Z5

Windsor–Tecumseh : Moore, Mark, retraité, 6295, promenade Riverside Est, Windsor N8S 1C1

Windsor-Ouest : Lynd, Thomas W., consultant, 3130, avenue California, Windsor N9E 3K6

York-Centre : Gotlieb, Lori, formatrice/professeure, 5, rue Almington, Toronto M3H 3E9

York–Simcoe : Willcocks, Nina, directrice des finances, case postale A23, R.R. 2, Sutton West L0E 1R0

York-Sud–Weston : Daley, Jacqueline, professeure au collège, 12, avenue Beechwood, York M6N 4T1

Manitoba

Brandon–Souris : Swidnicki, Joni D., retraitée, 1519, 3^e Rue, Brandon R7A 3G3

Charleswood–St. James–Assiniboia–Headingley : Vanderstel, Sherri L., enseignante, 506, croissant Woodlands, Winnipeg R3K 1B1

Churchill–Keewatinook Aski : Lupien, Katherine, infirmière autorisée, 196, avenue Wright, Flin Flon R8A 0E3

Dauphin–Swan River–Neepawa : Clement, Ron, commissionnaire, case postale 1089, 204, rue Heather, Russell R0J 1W0

Elmwood–Transcona : Laniuk, Wayne J., conseil aux entreprises, 184, chemin George Marshall, Winnipeg R2C 5C9

Kildonan–St. Paul : Ghidoni, Donna G., éducatrice/formatrice, 171, cercle Wyndstone, East St. Paul R2E 0L8

Portage–Lisgar : Cormier, Georges, retraité, case postale 49, La Salle R0G 1B0

Provencher: Stelmack, Rebekah A., Retired, 2 Parkwood Cove, Steinbach R5G 2G2

Saint Boniface–Saint Vital: Meridji, Tayeb, Retired, 514 Cherrier Street, Winnipeg R2J 0M2

Selkirk–Interlake–Eastman: Halliwell, Gayle, Artist (Retired Educator), 103191 Provincial Trunk Highway 9, Sandy Hook R0C 3G0

Winnipeg Centre: Doty, Jo-Anne G., Office Coordinator, 150 Bourkevale Drive, Winnipeg R3J 1P4

Winnipeg North: Dionisio, Erlinda M., Health Care Worker, 2055 Burrows Avenue, Winnipeg R2R 1A2

Winnipeg South: Wildenmann, Syva-Lee, Retired, 402–3285 Pembina Highway, Winnipeg R3V 1T7

Winnipeg South Centre: Denesiuk, Johanna G., Retired, 240 Buxton Road, Winnipeg R3T 0H3

Saskatchewan

Battlefords–Lloydminster: Janko, Patricia D., Retired, 2442 Meadow Lark Lane, North Battleford S9A 3V2

Carlton Trail–Eagle Creek: Dykes, Linda L., College Administrator, Site 709, Compartment 25, R.R. 7, Rural Municipality of Montrose #315, Saskatoon S7K 1N2

Cypress Hills–Grasslands: Arnold, Helen M., Retired, 1141 Bothwell Drive, Swift Current S9H 1Z8

Desnethé–Missinippi–Churchill River: Wyatt, Lester W., Self-employed, P.O. Box 346, Canwood S0J 0K0

Moose Jaw–Lake Centre–Lanigan: LaFond, Gwen, Election Consultant, 44 Campbell Place, Clavet S0K 0Y0

Prince Albert: Hollick, Barry W., Teacher, 36 Guy Drive, Prince Albert S6X 0A3

Regina–Lewvan: Carriere, Roger, Retired, 2700 Hill Avenue, Regina S4S 0V4

Regina–Qu’Appelle: Kalcsits, Susan A. H., Consultant, P.O. Box 32 NW 16-19-15-W2nd, Room No. 157, Edgeley S0G 1L0

Regina–Wascana: Montanini, Debra, Chief Operating Officer, 2614 Ehman Bay, Regina S4V 0L6

Saskatoon–Grasswood: Vacant

Saskatoon–University: Dutton, Marvin W., Retired, 119–615 Stensrud Road, Saskatoon S7W 0A1

Provencher : Stelmack, Rebekah A., retraitée, 2, Parkwood Cove, Steinbach R5G 2G2

Saint-Boniface–Saint-Vital : Meridji, Tayeb, retraité, 514, rue Cherrier, Winnipeg R2J 0M2

Selkirk–Interlake–Eastman : Halliwell, Gayle, artiste (enseignante retraitée), 103191, autoroute Provincial Trunk 9, Sandy Hook R0C 3G0

Winnipeg-Centre : Doty, Jo-Anne G., coordinatrice de bureau, 150, promenade Bourkevale, Winnipeg R3J 1P4

Winnipeg-Nord : Dionisio, Erlinda M., travailleuse de la santé, 2055, avenue Burrows, Winnipeg R2R 1A2

Winnipeg-Sud : Wildenmann, Syva-Lee, retraitée, 402-3285, autoroute Pembina, Winnipeg R3V 1T7

Winnipeg-Centre-Sud : Denesiuk, Johanna G., retraitée, 240, chemin Buxton, Winnipeg R3T 0H3

Saskatchewan

Battlefords–Lloydminster : Janko, Patricia D., retraitée, 2442, route Meadow Lark, North Battleford S9A 3V2

Sentier Carlton–Eagle Creek : Dykes, Linda L., administratrice de collège, emplacement 709, compartiment 25, R.R. 7, Municipalité rurale de Montrose n° 315, Saskatoon S7K 1N2

Cypress Hills–Grasslands : Arnold, Helen M., retraitée, 1141, promenade Bothwell, Swift Current S9H 1Z8

Desnethé–Missinippi–Rivière Churchill : Wyatt, Lester W., travailleur autonome, case postale 346, Canwood S0J 0K0

Moose Jaw–Lake Centre–Lanigan : LaFond, Gwen, consultante aux élections, 44, place Campbell, Clavet S0K 0Y0

Prince Albert : Hollick, Barry W., enseignant, 36, promenade Guy, Prince Albert S6X 0A3

Regina–Lewvan : Carriere, Roger, retraité, 2700, avenue Hill, Regina S4S 0V4

Regina–Qu’Appelle : Kalcsits, Susan A. H., consultante, case postale 32 NW 16-19-15-W2nd, pièce 157, Edgeley S0G 1L0

Regina–Wascana : Montanini, Debra, chef des opérations, 2614, baie Ehman, Regina S4V 0L6

Saskatoon–Grasswood : Vacant

Saskatoon–University : Dutton, Marvin W., retraité, 119-615, chemin Stensrud, Saskatoon S7W 0A1

Saskatoon West: Zimmerman, Dianne C., Self-employed, 201 32nd Street West, Saskatoon S7L 0S3

Souris–Moose Mountain: Tuchscherer, Margaret M., Self-employed, 447 Tom Hart Drive, Weyburn S4H 2X8

Yorkton–Melville: Kachur, Cynthia C., Bookkeeper, 12 Windfield Place, Yorkton S3N 3P8

Alberta

Banff–Airdrie: Braat, Loren D., Self-employed, 1503–1001 8 Street North-West, Airdrie T4B 0W2

Battle River–Crowfoot: Grettum, Clarence K., Retired, P.O. Box 55, 215 Railway Avenue, Bittern Lake T0C 0L0

Bow River: Anstey-Martin, Daphne L., Commercial Account Manager, 334 Cactus Court, Newell County T1R 0S2

Calgary Centre: Allen, Kevin C., Art Administrator, 903–1323 15th Avenue South-West, Calgary T3C 0X8

Calgary Confederation: McLennan, Sean, IT Security Consultant, 123–1110 5th Avenue North-West, Calgary T2N 0R6

Calgary Forest Lawn: O’Connell, Nora, Sales, 315 Manora Road NE, Calgary T2A 4R7

Calgary Heritage: Nixon, Jacqueline E., Business, 16 Woodmont Place South-West, Calgary T2W 4N3

Calgary Midnapore: Schuett, Cheryl, Administration, 955 Lake Arrow Way SE, Calgary T2J 3C2

Calgary Nose Hill: O’Bryan, Marilyn B., Retired, 4187 Edgevalley Landing North-West, Calgary T3A 5V2

Calgary Rocky Ridge: Young, Murray A., Retired, 147 Royal Birkdale Drive North-West, Calgary T3G 5R8

Calgary Shepard: Groff, Michelle K., Medical Office Administrator, 20 Cranberry Gardens South-East, Calgary T3M 0M1

Calgary Signal Hill: Lawson, Curtis C., Retired, 134 Simcoe Circle South-West, Calgary T3H 4S4

Calgary Skyview: Karbani, Naushmeen A., Office Administrator, 143 Taracove Landing North-East, Calgary T3J 4S7

Edmonton Centre: Yegani, Dilara, Consultant Instructor, 13712 102 Avenue North-West, Edmonton T5N 0P1

Saskatoon-Ouest : Zimmerman, Dianne C., travailleuse autonome, 201, 32^e Rue Ouest, Saskatoon S7L 0S3

Souris–Moose Mountain : Tuchscherer, Margaret M., travailleuse autonome, 447, promenade Tom Hart, Weyburn S4H 2X8

Yorkton–Melville : Kachur, Cynthia C., commis comptable, 12, place Windfield, Yorkton S3N 3P8

Alberta

Banff–Airdrie : Braat, Loren D., travailleuse autonome, 1503-1001, 8^e Rue Nord-Ouest, Airdrie T4B 0W2

Battle River–Crowfoot : Grettum, Clarence K., retraité, case postale 55, 215, avenue Railway, Bittern Lake T0C 0L0

Bow River : Anstey-Martin, Daphne L., gestionnaire de comptes commerciaux, 334, rue Cactus, Newell County T1R 0S2

Calgary-Centre : Allen, Kevin C., administrateur d’art, 903-1323, 15^e Avenue Sud-Ouest, Calgary T3C 0X8

Calgary Confederation : McLennan, Sean, consultant en sécurité des TI, 123-1110, 5^e Avenue Nord-Ouest, Calgary T2N 0R6

Calgary Forest Lawn : O’Connell, Nora, ventes, 315, chemin Manora Nord-Est, Calgary T2A 4R7

Calgary Heritage : Nixon, Jacqueline E., affaires, 16, place Woodmont Sud-Ouest, Calgary T2W 4N3

Calgary Midnapore : Schuett, Cheryl, administration, 955, chemin Lake Arrow Sud-Est, Calgary T2J 3C2

Calgary Nose Hill : O’Bryan, Marilyn B., retraitée, 4187, Edgevalley Landing Nord-Ouest, Calgary T3A 5V2

Calgary Rocky Ridge : Young, Murray A., retraité, 147, promenade Royal Birkdale Nord-Ouest, Calgary T3G 5R8

Calgary Shepard : Groff, Michelle K., administratrice de cabinet médical, 20, Cranberry Gardens Sud-Est, Calgary T3M 0M1

Calgary Signal Hill : Lawson, Curtis C., retraité, 134, cercle Simcoe Sud-Ouest, Calgary T3H 4S4

Calgary Skyview : Karbani, Naushmeen A., administratrice de bureau, 143, Taracove Landing Nord-Est, Calgary T3J 4S7

Edmonton-Centre : Yegani, Dilara, formatrice consultante, 13712, 102^e Avenue Nord-Ouest, Edmonton T5N 0P1

Edmonton Griesbach: Chmilar, Will G., Consultant, 11835 57th Street, Edmonton T5W 3V5

Edmonton Manning: Pui, Benedicta, Senior Management Assistant, 8327 171th Avenue North-West, Edmonton T5Z 3E3

Edmonton Mill Woods: Adam, Harry, Retired Educator, 8514 39B Avenue, Edmonton T6K 3S2

Edmonton Riverbend: Foster, Russell J., Retired Educator, 14615 64th Street, Edmonton T6H 1T7

Edmonton Strathcona: Edey, John L., Retired, 131-6220 Fulton Road North-West, Edmonton T6A 3T4

Edmonton West: Ursuliak, Pamela, Self-employed, 9508 190th Street North-West, Edmonton T5T 5L1

Edmonton-Wetaskiwin: Rozmahel, Kathleen A., Consultant, 22 Alexander Drive, Leduc T9E 5J2

Foothills: Partaker, JoAnn C., Retired, 237 Crystalridge Rise, Okotoks T1S 1W4

Fort McMurray-Cold Lake: Breen, Vanessa, Health and Safety Administration, 137 Parmenter Bay, Fort McMurray T9K 1P6

Grande Prairie-Mackenzie: Thompson, Brennan D., Student, 9522 63th Avenue, Grande Prairie T8W 2E8

Lakeland: Sullivan, Maureen P., Chiroprapist, P.O. Box 992, Lamont T0B 2R0

Lethbridge: Walters, David C., Teacher, 133 McGill Boulevard West, Lethbridge T1K 3V9

Medicine Hat-Cardston-Warner: Ulbricht, Mary, Retired, 184 Calder Road South-East, Medicine Hat T1B 3L3

Peace River-Westlock: Craig, James C., Retired, 10721 108A Avenue, Westlock T7P 1C5

Red Deer-Lacombe: Beier, Marvin, Financial Consultant, 3803 51 Avenue Close, Ponoka T4J 1C6

Red Deer-Mountain View: Gorman, Frederick J., Retired Publisher, 15 Atlee Close, Red Deer T4R 2L9

Sherwood Park-Fort Saskatchewan: Retallack, James A., Retired, 5 Hummingbird Road, Sherwood Park T8A 0A1

St. Albert-Edmonton: Wright, William, Retired, 27 Lancaster Crescent, St. Albert T8N 2N9

Sturgeon River-Parkland: Cosgrove, Fred, Grounds-keeper, P.O. Box 628, 5108 55th Street, Bon Accord T0A 0K0

Edmonton Griesbach : Chmilar, Will G., consultant, 11835, 57^e Rue, Edmonton T5W 3V5

Edmonton Manning : Pui, Benedicta, adjointe de la haute direction, 8327, 171^e Avenue Nord-Ouest, Edmonton T5Z 3E3

Edmonton Mill Woods : Adam, Harry, éducateur retraité, 8514, 39B Avenue, Edmonton T6K 3S2

Edmonton Riverbend : Foster, Russell J., éducateur retraité, 14615, 64^e Rue, Edmonton T6H 1T7

Edmonton Strathcona : Edey, John L., retraité, 131-6220, chemin Fulton Nord-Ouest, Edmonton T6A 3T4

Edmonton-Ouest : Ursuliak, Pamela, travailleuse autonome, 9508, 190^e Rue Nord-Ouest, Edmonton T5T 5L1

Edmonton-Wetaskiwin : Rozmahel, Kathleen A., consultante, 22, promenade Alexander, Leduc T9E 5J2

Foothills : Partaker JoAnn C., retraitée, 237, Crystalridge Rise, Okotoks T1S 1W4

Fort McMurray-Cold Lake : Breen, Vanessa, administration, santé et sécurité, 137, Parmenter Bay, Fort McMurray T9K 1P6

Grande Prairie-Mackenzie : Thompson, Brennan D., étudiant, 9522, 63^e Avenue, Grande Prairie T8W 2E8

Lakeland : Sullivan, Maureen P., podologue, case postale 992, Lamont T0B 2R0

Lethbridge : Walters, David C., enseignant, 133, boulevard McGill Ouest, Lethbridge T1K 3V9

Medicine Hat-Cardston-Warner : Ulbricht, Mary, retraitée, 184, chemin Calder Sud-Est, Medicine Hat T1B 3L3

Peace River-Westlock : Craig, James C., retraité, 10721, 108A Avenue, Westlock T7P 1C5

Red Deer-Lacombe : Beier, Marvin, conseiller financier, 3803, 51, avenue Close, Ponoka T4J 1C6

Red Deer-Mountain View : Gorman, Frederick J., éditeur retraité, 15, Atlee Close, Red Deer T4R 2L9

Sherwood Park-Fort Saskatchewan : Retallack, James A., retraité, 5, chemin Hummingbird, Sherwood Park T8A 0A1

St. Albert-Edmonton : Wright, William, retraité, 27, croissant Lancaster, St. Albert T8N 2N9

Sturgeon River-Parkland : Cosgrove, Fred, ouvrier jardinier d'entretien des terrains, case postale 628, 5108, 55^e Rue, Bon Accord T0A 0K0

Yellowhead: Fahl, Norma E., Retired, 153 Alder Drive, Hinton T7V 1C9

British Columbia

Abbotsford: Dodd, Phillip J., Supervisor, Canada Revenue Agency, 2432 Mountain Drive, Abbotsford V3G 1E9

Burnaby North–Seymour: Bradbury, Vicki L., Retired, 14–1203 Madison Avenue, Burnaby V5C 6R9

Burnaby South: Price, Vivian T., Retired, 6230 Royal Oak Avenue, Burnaby V5H 3N7

Cariboo–Prince George: Grant, Lorraine E., Retired, 3056 Bona Dea Drive, Prince George V2N 5L1

Central Okanagan–Similkameen–Nicola: Skodyn, Basil, Retired, 1205 Trevor Drive, Kelowna V1Z 3K7

Chilliwack–Hope: Barker, Constance, Retired, 9215 Aspen Place, Chilliwack V2P 6W5

Cloverdale–Langley City: Howarth, Keanu, Student, 2675 Wildwood Drive, Langley V2Y 1G2

Coquitlam–Port Coquitlam: Wong, Bill, Semi-retired Realtor, 3051 York Street, Port Coquitlam V3B 4A6

Courtenay–Alberni: Chandler, Ann L., Semi-retired, 6815 Kitsuksis Road, Port Alberni V9Y 8V1

Cowichan–Malahat–Langford: McClarnon, Cassandra, Senior Voting Analyst, 110–611 Goldstream Avenue, Langford V9B 2W9

Delta: Meehan, Charlene, Retired, 1446 Gillespie, Delta V4L 1V9

Esquimalt–Saanich–Sooke: Fedosenko, Kerry, Marriage Commissioner, 2425 Mountain Heights Drive, Sooke V9Z 0L4

Fleetwood–Port Kells: Wadley, John M., Retired Police Officer, 10703 155A Street, Surrey V3R 9X5

Kamloops–Thompson–Cariboo: Collier, Geoffrey, Retired, 137–1939 Coldwater Drive, Kamloops V2E 0B3

Kelowna–Lake Country: Creelman, Wendy, Principal Consultant, 1363 Clear Pond Court, Kelowna V1V 2X6

Kootenay–Columbia: Switzer, Robert L., Retired, 802 Fifth Street, Nelson V1L 2X5

Langley–Aldergrove: Li, Cathy, Retired, 21536 84th Avenue, Langley V1M 2M1

Yellowhead : Fahl, Norma E., retraitée, 153, promenade Alder, Hinton T7V 1C9

Colombie-Britannique

Abbotsford : Dodd, Phillip J., superviseur à l'Agence du revenu du Canada, 2432, promenade Mountain, Abbotsford V3G 1E9

Burnaby-Nord–Seymour : Bradbury, Vicki L., retraitée, 14-1203, avenue Madison, Burnaby V5C 6R9

Burnaby-Sud : Price, Vivian T., retraitée, 6230, avenue Royal Oak, Burnaby V5H 3N7

Cariboo–Prince George : Grant, Lorraine E., retraitée, 3056, promenade Bona Dea, Prince George V2N 5L1

Central Okanagan–Similkameen–Nicola : Skodyn, Basil, retraité, 1205, promenade Trevor, Kelowna V1Z 3K7

Chilliwack–Hope : Barker, Constance, retraitée, 9215, place Aspen, Chilliwack V2P 6W5

Cloverdale–Langley City : Howarth, Keanu, étudiant, 2675, promenade Wildwood, Langley V2Y 1G2

Coquitlam–Port Coquitlam : Wong, Bill, agent immobilier semi-retraité, 3051, rue York, Port Coquitlam V3B 4A6

Courtenay–Alberni : Chandler, Ann L., semi-retraitée, 6815, chemin Kitsuksis, Port Alberni V9Y 8V1

Cowichan–Malahat–Langford : McClarnon, Cassandra, analyste de scrutin principale, 110-611, avenue Goldstream, Langford V9B 2W9

Delta : Meehan, Charlene, retraitée, 1446, chemin Gillespie, Delta V4L 1V9

Esquimalt–Saanich–Sooke : Fedosenko, Kerry, commissaire aux mariages, 2425, promenade Mountain Heights, Sooke V9Z 0L4

Fleetwood–Port Kells : Wadley, John M., agent de police retraité, 10703, rue 155A, Surrey V3R 9X5

Kamloops–Thompson–Cariboo : Collier, Geoffrey, retraité, 137-1939, promenade Coldwater, Kamloops V2E 0B3

Kelowna–Lake Country : Creelman, Wendy, consultante principale, 1363, rue Clear Pond, Kelowna V1V 2X6

Kootenay–Columbia : Switzer, Robert L., retraité, 802, rue Fifth, Nelson V1L 2X5

Langley–Aldergrove : Li, Cathy, retraitée, 21536, 84^e Avenue, Langley V1M 2M1

Mission–Matsqui–Fraser Canyon: Kopan, Kathy M., Reserve Officer in the Canadian Armed Forces, 31833 Mayne Avenue, Abbotsford V2T 4W9

Nanaimo–Ladysmith: Rupa, Dilbar, Service, 5610 Linley Valley, Nanaimo V9T 0K1

New Westminster–Burnaby: Wilson, Raymond E., Office Assistant, 831 Burnaby Street, New Westminster V3L 4V8

North Island–Powell River: Irwin, William M., Sales Management, 14–1424 Alder Street South, Campbell River V9W 0B4

North Okanagan–Shuswap: Morrison, Sharon G., Retired, 3306 18th Street, Vernon V1T 4A7

North Vancouver: Reilly, Tami A., Business Person, 787 16th Street East, North Vancouver V7L 2V2

Pitt Meadows–Maple Ridge: Booth, Kathleen A., Technical Writer, 11429 Dartford Street, Maple Ridge V2X 1V7

Port Moody–Coquitlam: Pickering, Jane N., Retired, 14 Symmes Bay, Port Moody V3H 3N6

Prince George–Peace River–Northern Rockies: Eisert, Jocelyn, CEO and Event Manager, 11415 104th Street, Fort St. John V1J 0C6

Richmond Centre: Wei, Albert Y., Director of Human Resources, 6195 Lynas Lane, Richmond V7C 5A1

Saanich–Gulf Islands: Davidson, Donna J., Consultant, 2251 Cooperidge Drive, Saanichton V8M 1N2

Skeena–Bulkley Valley: Wilson, Warren E., Retired, 4710 Scott Avenue, Terrace V8G 4H6

South Okanagan–West Kootenay: Post, Roberta M., Retired Marriage Commissioner, P.O. Box 406, Rossland V0G 1Y0

South Surrey–White Rock: Wright, Mary E., Retired, 14019 Marine Drive, White Rock V4B 1A6

Stevenson–Richmond East: Cohene, Michael H., Retired, 10–4311 Bayview Street, Richmond V7E 6S5

Surrey Centre: McRae, Roddy J., Realtor, 10075 121th Street, Surrey V3V 4K4

Surrey–Newton: Rajoo, Madurai, Realtor, 13468 80A Avenue, Surrey V3W 8A6

Vancouver Centre: Vacant

Vancouver East: Walton, Peter H., Administrator, 108–2105 Cordova Street West, Vancouver V6B 0G5

Mission–Matsqui–Fraser Canyon : Kopan, Kathy M., officière de réserve dans les Forces armées canadiennes, 31833, avenue Mayne, Abbotsford V2T 4W9

Nanaimo–Ladysmith : Rupa, Dilbar, service, 5610, Linley Valley, Nanaimo V9T 0K1

New Westminster–Burnaby : Wilson, Raymond E., adjoint de bureau, 831, rue Burnaby, New Westminster V3L 4V8

North Island–Powell River : Irwin, William M., gestion des ventes, 14-1424, rue Alder Sud, Campbell River V9W 0B4

North Okanagan–Shuswap : Morrison, Sharon G., retraitée, 3306, 18^e Rue, Vernon V1T 4A7

North Vancouver : Reilly, Tami A., femme d'affaires, 787, 16^e Rue Est, North Vancouver V7L 2V2

Pitt Meadows–Maple Ridge : Booth, Kathleen A., rédactrice technique, 11429, rue Dartford, Maple Ridge V2X 1V7

Port Moody–Coquitlam : Pickering, Jane N., retraitée, 14, baie Symmes, Port Moody V3H 3N6

Prince George–Peace River–Northern Rockies : Eisert, Jocelyn, PDG et gestionnaire d'événements, 11415, 104^e Rue, Fort St. John V1J 0C6

Richmond-Centre : Wei, Albert Y., directeur des ressources humaines, 6195, route Lynas, Richmond V7C 5A1

Saanich–Gulf Islands : Davidson, Donna J., consultante, 2251, promenade Cooperidge, Saanichton V8M 1N2

Skeena–Bulkley Valley : Wilson, Warren E., retraité, 4710, avenue Scott, Terrace V8G 4H6

Okanagan-Sud–Kootenay-Ouest : Post, Roberta M., commissaire aux mariages retraitée, case postale 406, Rossland V0G 1Y0

Surrey-Sud–White Rock : Wright, Mary E., retraitée, 14019, promenade Marine, White Rock V4B 1A6

Stevenson–Richmond-Est : Cohene, Michael H., retraité, 10-4311, rue Bayview, Richmond V7E 6S5

Surrey-Centre : McRae, Roddy J., agent immobilier, 10075, 121^e Rue, Surrey V3V 4K4

Surrey–Newton : Rajoo, Madurai, agent immobilier, 13468, avenue 80A, Surrey V3W 8A6

Vancouver-Centre : Vacant

Vancouver-Est : Walton, Peter H., administrateur, 108-2105, rue Cordova Ouest, Vancouver V6B 0G5

Vancouver Granville: Cavezza, Maria A., Business Travel Manager, 204–2330 Maple Street, Vancouver V6J 3T6

Vancouver Kingsway: Kowalyszyn, Joyce, Retired, 3816 Welwyn Street, Vancouver V5N 3Y9

Vancouver Quadra: Radermacher, Ulrike, Researcher, Project Manager, 1821 Blenheim Street, Vancouver V6K 4H7

Vancouver South: Jiwa, Rizwana, Consultant, 6439 Sophia Street, Vancouver V5W 2W9

Victoria: Burkle, Eric, Retired, 1106–325 Maitland Street, Victoria V9A 7E9

West Vancouver–Sunshine Coast–Sea to Sky Country: Jeffery, Charles J., Operations Manager, 855 Oceanmount Boulevard, Gibsons V0N 1V8

Yukon

Yukon: Lauer, Michael J., Civil Servant, 11 Tigereye Crescent, Whitehorse Y1A 6G6

Northwest Territories

Northwest Territories: McKee, Paul, Administrator, 101–1 Bartesko Court, P.O. Box 2756, Station Main, Yellowknife X1A 2R1

Nunavut

Nunavut: Beaulieu Blanchette, Valérie, Project Manager, 1667 Qimmiungat Court, P.O. Box 11052, Iqaluit X0A 0H0

Vancouver Granville : Cavezza, Maria A., gestionnaire de voyages professionnels, 204-2330, rue Maple, Vancouver V6J 3T6

Vancouver Kingsway : Kowalyszyn, Joyce, retraitée, 3816, rue Welwyn, Vancouver V5N 3Y9

Vancouver Quadra : Radermacher, Ulrike, chercheuse, gestionnaire de projet, 1821, rue Blenheim, Vancouver V6K 4H7

Vancouver-Sud : Jiwa, Rizwana, consultante, 6439, rue Sophia, Vancouver V5W 2W9

Victoria : Burkle, Eric, retraité, 1106-325, rue Maitland, Victoria V9A 7E9

West Vancouver–Sunshine Coast–Sea to Sky Country : Jeffery, Charles J., gestionnaire des opérations, 855, boulevard Oceanmount, Gibsons V0N 1V8

Yukon

Yukon : Lauer, Michael J., fonctionnaire, 11, croissant Tigereye, Whitehorse Y1A 6G6

Territoires du Nord-Ouest

Territoires du Nord-Ouest : McKee, Paul, administrateur, 101-1, rue Bartesko, case postale 2756, Station Main, Yellowknife X1A 2R1

Nunavut

Nunavut : Beaulieu Blanchette, Valérie, gestionnaire de projet, 1667, rue Qimmiungat, case postale 11052, Iqaluit X0A 0H0

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

The following notice of intention to revoke was sent to the charities listed below because they have not met the filing requirements of the *Income Tax Act*:

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

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 présenté leurs déclarations tel qu'il est requis en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* :

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

Business Number Numéro d'entreprise	Name/Nom Address/Adresse
118831536RR0001	CANADIAN FOUNDATION FOR THE INTERNATIONAL SPACE UNIVERSITY, TORONTO, ONT.
119024289RR0001	LONG ISLAND LAKE SOCIETY, BARRHEAD, ALTA.
119212850RR0001	PORTICUS NORTH AMERICA FOUNDATION CANADA, OAKVILLE, ONT.
809032873RR0001	FONDATION DU C.L.S.C. DU VIEUX LA CHINE, LACHINE (QC)
820717064RR0001	THE DONALD KAYE FOUNDATION, EDMONTON, ALTA.
821106861RR0001	THE LAMPSTAND HOUSE OF PRAYER, CHATHAM, ONT.
841939580RR0001	POWER OFF PREDATORS: FOUNDATION FOR EDUCATION AGAINST INTERNET PREDATORS, WARBURG, ALTA.
843119108RR0001	IMAM HOSSAIN COMMUNITY CENTER, NORTH YORK, ONT.
869006429RR0001	DISABLED SAILING ASSOCIATION OF ONTARIO, TORONTO, ONT.
872118294RR0001	ALBERTA CULTURAL EXCHANGE EXPERIENCE SOCIETY, EDMONTON, ALTA.
880730221RR0001	EDMONTON CARING CLOWNS SOCIETY, EDMONTON, ALTA.
890470198RR0001	SPELLING BEE OF CANADA, TORONTO, ONT.
890828395RR0001	PARENT TO PARENT SUPPORT GROUP OF SOUTH EASTERN ALBERTA, MEDICINE HAT, ALTA.

Tony Manconi
Director General
Charities Directorate

[3-1-o]

Le directeur général
Direction des organismes de bienfaisance
Tony Manconi

[3-1-o]

CANADIAN INTERNATIONAL TRADE TRIBUNAL**APPEAL***Notice No. HA-2018-022*

The Canadian International Trade Tribunal has decided, pursuant to rule 36.1 of the *Canadian International Trade Tribunal Rules*, to consider the appeal referenced hereunder by way of written submissions. Persons interested in intervening are requested to contact the Tribunal prior to the commencement of the scheduled hearing.

TRIBUNAL CANADIEN DU COMMERCE EXTÉRIEUR**APPEL***Avis n° HA-2018-022*

Le Tribunal canadien du commerce extérieur a décidé, aux termes de l'article 36.1 des *Règles du Tribunal canadien du commerce extérieur*, de procéder à un jugement sur pièces concernant l'appel mentionné ci-dessous. Les personnes qui désirent intervenir sont priées de communiquer avec le Tribunal avant la tenue de l'audience.

Interested persons seeking additional information should contact the Tribunal at 613-998-9908.

<i>Customs Act</i> A. Ng v. President of the Canada Border Services Agency	
Date of Hearing	February 21, 2019
Appeal No.	AP-2018-023
Good in Issue	Ra-Tech M4 Forged Receiver
Issue	Whether the good in issue is properly classified under tariff item No. 9898.00.00 as a prohibited weapon, as determined by the President of the Canada Border Services Agency.
Tariff Item at Issue	President of the Canada Border Services Agency—9898.00.00

[3-1-o]

Les personnes intéressées qui désirent obtenir de plus amples renseignements doivent s'adresser au Tribunal en composant le 613-998-9908.

<i>Loi sur les douanes</i> A. Ng c. Président de l'Agence des services frontaliers du Canada	
Date de l'audience	21 février 2019
Appel n°	AP-2018-023
Marchandise en cause	Bloc de culasse Ra-Tech M4
Question en litige	Déterminer si la marchandise en cause est correctement classée dans le numéro tarifaire 9898.00.00 à titre d'arme prohibée, comme le soutient le président de l'Agence des services frontaliers du Canada.
Numéro tarifaire en cause	Président de l'Agence des services frontaliers du Canada — 9898.00.00

[3-1-o]

CANADIAN INTERNATIONAL TRADE TRIBUNAL

INQUIRY

Communications, detection and fibre optics

The Canadian International Trade Tribunal has received a complaint (File No. PR-2018-049) from Accipiter Technologies Inc. (Accipiter), of Fonthill, Ontario, concerning a procurement (Solicitation No. F7048-160039/B) by the Department of Public Works and Government Services (PWGSC) on behalf of the Department of Fisheries and Oceans (DFO). The solicitation is for the provision of radar equipment replacement for the DFO. Pursuant to subsection 30.13(2) of the *Canadian International Trade Tribunal Act* and subsection 7(2) of the *Canadian International Trade Tribunal Procurement Inquiry Regulations*, notice is hereby given that the Tribunal made a decision on December 20, 2018, to conduct an inquiry into the complaint.

Accipiter alleges that PWGSC unfairly conducted the procurement process, erred in the evaluation of Accipiter's bid and improperly cancelled the solicitation.

Further information may be obtained from the Registrar, Canadian International Trade Tribunal Secretariat, 333 Laurier Avenue West, 15th Floor, Ottawa, Ontario K1A 0G7, 613-993-3595 (telephone), 613-990-2439 (fax), citt-tcce@tribunal.gc.ca (email).

Ottawa, January 11, 2019

[3-1-o]

TRIBUNAL CANADIEN DU COMMERCE EXTÉRIEUR

ENQUÊTE

Communication, détection et fibres optiques

Le Tribunal canadien du commerce extérieur a reçu une plainte (dossier n° PR-2018-049) déposée par Accipiter Technologies Inc. (Accipiter), de Fonthill (Ontario), concernant un marché (invitation n° F7048-160039/B) passé par le ministère des Travaux publics et des Services gouvernementaux (TPSGC) au nom du ministère des Pêches et des Océans (MPO). L'invitation porte sur l'acquisition d'équipement radar de remplacement par le MPO. Conformément au paragraphe 30.13(2) de la *Loi sur le Tribunal canadien du commerce extérieur* et au paragraphe 7(2) du *Règlement sur les enquêtes du Tribunal canadien du commerce extérieur sur les marchés publics*, avis est donné par la présente que le Tribunal a décidé, le 20 décembre 2018, d'enquêter sur la plainte.

Accipiter allègue que TPSGC a mené la procédure de passation du marché public de façon injuste, qu'il a erré dans l'évaluation de sa soumission et qu'il a indûment annulé l'appel d'offres.

Pour plus de renseignements, veuillez communiquer avec le Greffier, Secrétariat du Tribunal canadien du commerce extérieur, 333, avenue Laurier Ouest, 15^e étage, Ottawa (Ontario) K1A 0G7, 613-993-3595 (téléphone), 613-990-2439 (télécopieur), tcce-citt@tribunal.gc.ca (courriel).

Ottawa, le 11 janvier 2019

[3-1-o]

CANADIAN RADIO-TELEVISION AND TELECOMMUNICATIONS COMMISSION

NOTICE TO INTERESTED PARTIES

The Commission posts on its website 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 website](#), 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 website, 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 website 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 website under "Public Proceedings."

CANADIAN RADIO-TELEVISION AND TELECOMMUNICATIONS COMMISSION

PART 1 APPLICATIONS

The following applications for renewal or amendment, or complaints were posted on the Commission's website between December 20, 2018, and January 10, 2019.

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, certaines demandes de radiodiffusion seront affichées directement sur le [site Web du Conseil](#) 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 de renouvellement ou de modification ou les plaintes suivantes ont été affichées sur le site Web du Conseil entre le 20 décembre 2018 et le 10 janvier 2019.

Application filed by / Demande présentée par	Application number / Numéro de la demande	Undertaking / Entreprise	City / Ville	Province	Deadline for submission of interventions, comments or replies / Date limite pour le dépôt des interventions, des observations ou des réponses
THEMA Canada Inc.	2018-1093-7	ES1		Across Canada / L'ensemble du Canada	February 7, 2019 / 7 février 2019
Lewis Birnberg Hanet, LLP	2018-1106-8	Mexicanal		Across Canada / L'ensemble du Canada	February 8, 2019 / 8 février 2019
Shaw Cablesystems Limited	2018-1113-3	KVOS-TV (MeTV)	Kelowna	British Columbia / Colombie-Britannique	February 7, 2019 / 7 février 2019

Application filed by / Demande présentée par	Application number / Numéro de la demande	Undertaking / Entreprise	City / Ville	Province	Deadline for submission of interventions, comments or replies / Date limite pour le dépôt des interventions, des observations ou des réponses
Rogers Media Inc.	2018-1118-3	CHFM-FM-1	Banff	Alberta	February 7, 2019 / 7 février 2019
Rogers Media Inc.	2018-1119-1	CJAQ-FM-1	Banff	Alberta	February 7, 2019 / 7 février 2019
Torres Media Ottawa Inc.	2018-1130-8	CIDG-FM	Ottawa and / et Gatineau	Ontario and / et Quebec / Québec	February 8, 2019 / 8 février 2019
Rogers Media Inc.	2018-1134-9	CHMN-FM-1	Banff	Alberta	February 7, 2019 / 7 février 2019

ADMINISTRATIVE DECISIONS

DÉCISIONS ADMINISTRATIVES

Applicant's name / Nom du demandeur	Undertaking / Entreprise	City / Ville	Province	Date of decision / Date de la décision
Clear Sky Radio Inc.	Various broadcasting undertakings / Diverses entreprises de programmation	Various locations / Diverses localités	Alberta and / et British Columbia / Colombie-Britannique	December 11, 2018 / 11 décembre 2018
Northern Native Broadcasting (Terrace, B.C.)	CJNY-FM	Vancouver	British Columbia / Colombie-Britannique	December 19, 2018 / 19 décembre 2018
Canadian Broadcasting Corporation / Société Radio-Canada	Various broadcasting undertakings / Diverses entreprises de programmation	Various locations / Diverses localités	Across Canada / L'ensemble du Canada	January 7, 2019 / 7 janvier 2019
Aboriginal Multi-Media Society of Alberta	CFWE-FM-4 and / et CFWE-FM-2	Edmonton and / et Peigan/Blood Reserve	Alberta	January 8, 2019 / 8 janvier 2019

NOTICES OF CONSULTATION

AVIS DE CONSULTATION

Notice number / Numéro de l'avis	Publication date of the notice / Date de publication de l'avis	City / Ville	Province	Deadline for filing of interventions, comments or replies OR hearing date / Date limite pour le dépôt des interventions, des observations ou des réponses OU date de l'audience
2018-488	December 20, 2018 / 20 décembre 2018			February 6, 2019 / 6 février 2019

DECISIONS

DÉCISIONS

Decision number / Numéro de la décision	Publication date / Date de publication	Applicant's name / Nom du demandeur	Undertaking / Entreprise	City / Ville	Province
2018-490	December 20, 2018 / 20 décembre 2018	RNC MEDIA Inc. / RNC MÉDIA inc.	CFVS-DT / CKRN-DT	Val-d'Or and / et Rouyn-Noranda	Quebec / Québec
2019-1	January 8, 2019 / 8 janvier 2019	Various applicants / Divers demandeurs			Across Canada / L'ensemble du Canada
2019-4	January 10, 2019 / 10 janvier 2019	ZoomerMedia Limited	CHNU-DT	Fraser Valley	British Columbia / Colombie-Britannique
2019-5	January 10, 2019 / 10 janvier 2019	Knowledge-West Communications Corporation	BBC Kids		Across Canada / L'ensemble du Canada

PATENTED MEDICINE PRICES REVIEW BOARD**PATENT ACT***Hearing*

In the matter of the *Patent Act*, R.S.C. 1985, c. P-4, as amended

And in the matter of Horizon Pharma (the “Respondent”) and the medicine Cysteamine Bitartrate sold by the Respondent under the trade name “Procysbi”

Take notice that the Patented Medicine Prices Review Board (the “Board”) will hold a hearing in its offices in the Standard Life Centre, 333 Laurier Avenue West, 18th Floor, Ottawa, Ontario, on a date to be determined by the hearing panel no later than February 27, 2019.

The purpose of the hearing is to determine whether under sections 83 and 85 of the *Patent Act* the Respondent is selling or has sold the medicine Cysteamine Bitartrate sold by the Respondent under the trade name “Procysbi” in any market in Canada at a price that, in the Board’s opinion, is or was excessive and if so, what order, if any, should be made.

Procysbi is indicated for the treatment of the rare and life-long multisystem genetic disorder nephropathic cystinosis. Among other symptoms, nephropathic cystinosis impairs the filtering function of the kidney, eventually progressing to kidney failure and necessitating a kidney transplant.

Persons wishing to intervene in the proceeding are required to apply to the Board for leave to intervene. Such persons should contact the Secretary of the Board for further information on the procedure.

All requests for information should be addressed to the Secretary of the Board: Guillaume Couillard, Standard Life Centre, 333 Laurier Avenue West, Suite 1400, Ottawa, Ontario K1P 1C1, 1-877-861-2350 (toll-free number), 613-288-9635 (direct line), guillaume.couillard@pmprb-cepmb.gc.ca (email).

[3-1-o]

CONSEIL D’EXAMEN DU PRIX DES MÉDICAMENTS BREVETÉS**LOI SUR LES BREVETS***Audience*

Dans l’affaire de la *Loi sur les brevets*, L.R.C. (1985), ch. P-4, dans sa version modifiée

Et dans l’affaire de Horizon Pharma (« l’intimée ») et du médicament Cysteamine Bitartrate vendu par l’intimée sous le nom commercial « Procysbi »

Prenez avis que le Conseil d’examen du prix des médicaments brevetés (le « Conseil ») tiendra une audience dans sa salle d’audience située dans le Centre Standard Life au 333, avenue Laurier Ouest, 18^e étage, Ottawa (Ontario) à la date qui sera déterminée par le panel d’audience au plus tard le 27 février 2019.

L’audience a pour but de déterminer si, aux termes des articles 83 et 85 de la *Loi sur les brevets* (la « Loi »), l’intimée vend ou a vendu le médicament Cysteamine Bitartrate vendu par l’intimée sous le nom commercial « Procysbi » sur un marché canadien à un prix que le Conseil juge excessif et, le cas échéant, de décider de l’ordonnance qui doit éventuellement être rendue.

Procysbi est indiqué pour le traitement de la maladie génétique rare, multisystémique et permanente appelée cystinose néphropathique. Entre autres symptômes, la cystinose néphropathique porte atteinte à la fonction filtrante du rein, ce qui mène éventuellement à une insuffisance rénale nécessitant une greffe de rein.

Les personnes qui désirent intervenir dans cette affaire doivent déposer une requête d’intervention auprès du Conseil. Ces personnes doivent communiquer avec le Secrétaire du Conseil pour de plus amples renseignements sur la procédure.

Toute demande de renseignement doit être adressée au Secrétaire du Conseil : Guillaume Couillard, Centre Standard Life, bureau 1400, 333, avenue Laurier Ouest, Ottawa (Ontario) K1P 1C1, 1-877-861-2350 (numéro sans frais), 613-288-9635 (ligne téléphonique directe); guillaume.couillard@pmprb-cepmb.gc.ca (courriel).

[3-1-o]

MISCELLANEOUS NOTICES

COAST CAPITAL SAVINGS FEDERAL CREDIT UNION

DESIGNATED OFFICE FOR THE SERVICE OF ENFORCEMENT NOTICES

Notice is hereby given, in compliance with the *Support Orders and Support Provisions (Banks and Authorized Foreign Banks) Regulations*, that Coast Capital Savings Federal Credit Union has designated the following office, for all provinces and territories, for the purpose of service of enforcement notices: 800–9900 King George Boulevard, Surrey, British Columbia V3T 0K7.

January 4, 2019

Jovan Kljajic
Legal Counsel

[3-1-o]

AVIS DIVERS

COAST CAPITAL SAVINGS FEDERAL CREDIT UNION

BUREAU DÉSIGNÉ POUR LA SIGNIFICATION DES AVIS D'EXÉCUTION

Avis est par les présentes donné, conformément au *Règlement sur les ordonnances alimentaires et les dispositions alimentaires (banques et banques étrangères autorisées)*, que Coast Capital Savings Federal Credit Union a désigné le bureau suivant, pour toutes les provinces et tous les territoires, pour la signification des avis d'exécution : 9900, boulevard King George, bureau 800, Surrey (Colombie-Britannique) V3T 0K7.

Le 4 janvier 2019

Le conseiller juridique
Jovan Kljajic

[3-1-o]

INDEX**COMMISSIONS****Canada Revenue Agency**

Income Tax Act	
Revocation of registration of charities	197

Canadian International Trade Tribunal

Appeal	
Notice No. HA-2018-022.....	197
Inquiry	
Communications, detection and fibre optics	198

Canadian Radio-television and Telecommunications Commission

Administrative decisions.....	200
Decisions	200
* Notice to interested parties.....	199
Notices of consultation	200
Part 1 applications	199

Patented Medicine Prices Review Board

Patent Act	
Hearing.....	201

GOVERNMENT NOTICES**Environment, Dept. of the**

Canadian Environmental Protection Act, 1999	
Notice with respect to reporting of greenhouse gases (GHGs) for 2018	90

Environment and Climate Change Canada

Notice to interested parties — Clean Fuel Standard regulatory design paper	148
--	-----

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

Canadian Environmental Protection Act, 1999	
Publication after screening assessment of 10 substances in the Ketones Group specified on the Domestic Substances List (paragraphs 68(b) and (c) or subsection 77(1) of the Canadian Environmental Protection Act, 1999)	140

GOVERNMENT NOTICES — Continued**Industry, Dept. of**

Telecommunications Act	
Notice No. TIPB-001-2019 — Petition to the Governor in Council concerning Telecom Regulatory Policy CRTC 2018-377	147

Innovation, Science and Economic Development Canada

Radiocommunication Act	
Notice No. SMSE-017-18 — Release of ICES-005, issue 5.....	170

Privy Council Office

Appointment opportunities.....	171
--------------------------------	-----

MISCELLANEOUS NOTICES

Coast Capital Savings Federal Credit Union	
Designated office for the service of enforcement notices	202

PARLIAMENT**Chief Electoral Officer, Office of the**

Canada Elections Act	
Coming into force.....	176
List of returning officers	178

House of Commons

* Filing applications for private bills (First Session, 42nd Parliament).....	176
---	-----

* This notice was previously published.

INDEX**AVIS DIVERS**

Coast Capital Savings Federal Credit Union Bureau désigné pour la signification des avis d'exécution	202
--	-----

AVIS DU GOUVERNEMENT

Conseil privé, Bureau du Possibilités de nominations	171
--	-----

Environnement, min. de l' Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) Avis concernant la déclaration des gaz à effet de serre (GES) pour 2018	90
---	----

Environnement et Changement climatique Canada Avis aux parties intéressées — Norme sur les combustibles propres : document de conception réglementaire	148
--	-----

Environnement, min. de l', et min. de la Santé Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) Publication après évaluation préalable de 10 substances du groupe des cétones inscrites sur la Liste intérieure [alinéas 68b) et c) ou paragraphe 77(1) de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)]	140
--	-----

Industrie, min. de l' Loi sur les télécommunications Avis n° TIPB-001-2019 — Pétition présentée au gouverneur en conseil concernant la Politique réglementaire de télécom CRTC 2018-377	147
---	-----

Innovation, Sciences et Développement économique Canada Loi sur la radiocommunication Avis n° SMSE-017-18 — Publication de la NMB-005, 5 ^e édition	170
---	-----

COMMISSIONS

Agence du revenu du Canada Loi de l'impôt sur le revenu Révocation de l'enregistrement d'organismes de bienfaisance	197
---	-----

Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes * Avis aux intéressés	199
Avis de consultation	200
Décisions	200
Décisions administratives	200
Demandes de la partie 1	199

Conseil d'examen du prix des médicaments brevetés Loi sur les brevets Audience	201
---	-----

Tribunal canadien du commerce extérieur Appel Avis n° HA-2018-022	197
Enquête Communication, détection et fibres optiques	198

PARLEMENT

Chambre des communes * Demandes introductives de projets de loi privés (Première session, 42 ^e législature)	176
--	-----

Directeur général des élections, Bureau du Loi électorale du Canada Entrée en vigueur	176
Liste des directeurs du scrutin	178