

Canada Gazette



Gazette du Canada

Part II

Partie II

OTTAWA, WEDNESDAY, NOVEMBER 6, 2013

OTTAWA, LE MERCREDI 6 NOVEMBRE 2013

Statutory Instruments 2013

Textes réglementaires 2013

SOR/2013-184 to 192 and SI/2013-114 to 119

DORS/2013-184 à 192 et TR/2013-114 à 119

Pages 2340 to 2449

Pages 2340 à 2449

NOTICE TO READERS

The *Canada Gazette*, Part II, is published under authority of the *Statutory Instruments Act* on January 2, 2013, and at least every second Wednesday thereafter.

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

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

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

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

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

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

AVIS AU LECTEUR

La Partie II de la *Gazette du Canada* est publiée en vertu de la *Loi sur les textes réglementaires* le 2 janvier 2013, et au moins tous les deux mercredis par la suite.

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

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

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

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

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

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

Registration
SOR/2013-184 October 21, 2013

Enregistrement
DORS/2013-184 Le 21 octobre 2013

EXPORT AND IMPORT PERMITS ACT

LOI SUR LES LICENCES D'EXPORTATION ET
D'IMPORTATION

Order Amending the Allocation Method Order (Beef and Veal)

Whereas the Minister of Foreign Affairs has, pursuant to subsection 6.2(1)^a of the *Export and Import Permits Act*^b, determined an import access quantity for beef and veal;

Therefore, the Minister of Foreign Affairs, pursuant to paragraph 6.2(2)(a)^a of the *Export and Import Permits Act*^b, makes the annexed *Order Amending the Allocation Method Order (Beef and Veal)*.

Ottawa, October 15, 2013

JOHN BAIRD
Minister of Foreign Affairs

Arrêté modifiant l'Arrêté sur la méthode d'allocation de quotas (bœuf et veau)

Attendu que, en vertu du paragraphe 6.2(1)^a de la *Loi sur les licences d'exportation et d'importation*^b, le ministre des Affaires étrangères a déterminé la quantité de bœuf et de veau visée par le régime d'accès,

À ces causes, en vertu de l'alinéa 6.2(2)a)^a de la *Loi sur les licences d'exportation et d'importation*^b, le ministre des Affaires étrangères prend l'*Arrêté modifiant l'Arrêté sur la méthode d'allocation de quotas (bœuf et veau)*, ci-après.

Ottawa, le 15 octobre 2013

Le ministre des Affaires étrangères
JOHN BAIRD

ORDER AMENDING THE ALLOCATION METHOD ORDER (BEEF AND VEAL)

ARRÊTÉ MODIFIANT L'ARRÊTÉ SUR LA MÉTHODE D'ALLOCATION DE QUOTAS (BŒUF ET VEAU)

AMENDMENTS

MODIFICATIONS

1. (1) The portion of subsection 3(1.1) of the *Allocation Method Order (Beef and Veal)*¹ before paragraph (a) is replaced by the following:

1. (1) Le passage du paragraphe 3(1.1) de l'*Arrêté sur la méthode d'allocation de quotas (bœuf et veau)*¹ précédant l'alinéa a) est remplacé par ce qui suit :

(1.1) Despite subsection (1) and subject to subsection (2), the method for allocating the import access quantity for beef and veal that may be imported into Canada in the 2014 calendar year is as follows:

(1.1) Malgré le paragraphe (1) et sous réserve du paragraphe (2), la méthode d'allocation des quotas quant à la quantité de bœuf et de veau visée par le régime d'accès qui peut être importée au Canada pour l'année civile 2014 est la suivante :

(2) Subparagraph 3(1.1)(a)(ii) of the Order is replaced by the following:

(2) Le sous-alinéa 3(1.1)a)(ii) du même arrêté est remplacé par ce qui suit :

(ii) the 12-month period beginning on August 1, 2012 and ending on July 31, 2013; and

(ii) la période de douze mois qui a commencé le 1^{er} août 2012 et qui s'est terminée le 31 juillet 2013;

COMING INTO FORCE

ENTRÉE EN VIGUEUR

2. This Order comes into force on January 1, 2014.

2. Le présent arrêté entre en vigueur le 1^{er} janvier 2014.

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

(This statement is not part of the Order.)

(Ce résumé ne fait pas partie de l'Arrêté.)

1. Background

Fresh, chilled or frozen beef and veal imported from countries other than the United States, Mexico, Chile or Peru (non-FTA countries) are controlled under the *Export and Import Permits Act* and their imports are subject to a tariff rate quota (TRQ). Under the terms of Canada's international commitments, the access level for

1. Contexte

Le bœuf et le veau frais, réfrigérés ou congelés importés de pays autres que les États-Unis, le Mexique, le Chili et le Pérou (pays non signataires d'un accord de libre-échange — ALE) sont contrôlés en vertu de la *Loi sur les licences d'exportation et d'importation*, et leurs importations sont soumises à un contingent tarifaire (CT).

^a S.C. 1994, c. 47, s. 106

^b R.S., c. E-19

¹ SOR/96-186

^a L.C. 1994, ch. 47, art. 106

^b L.R., ch. E-19

¹ DORS/96-186

beef and veal is 76 409 tonnes per year. “Within access” imports are subject to a rate of duty of 0%; all others are subject to the “over access” rate of duty of 26.5%. The *Allocation Method Order (Beef and Veal)* [AMO] is a regulation of the Government of Canada that establishes the method for allocating the import access quantity for the beef and veal TRQ. Seventy-five percent of the TRQ is allocated to processors and retailer-processors; 25% is allocated to distributors.

On May 20, 2003, the Canadian Food Inspection Agency announced that it had discovered a single case of bovine spongiform encephalopathy (BSE), commonly known as mad cow disease, on an Alberta farm. Following this announcement, many countries, including the United States, imposed restrictions on the importation of cattle, beef and their products. While several of these restrictions have been lessened or lifted, many still affect the beef industry.

Prior to 2004, the Canadian TRQ for beef and veal was allocated each year based upon the companies’ imports of beef from non-FTA countries during the previous 12-month period of November 1 to October 31. The market fallout from the BSE situation resulted in ample supplies of inexpensive Canadian beef being available to domestic processors. Many traditional beef importers decided to switch to domestic beef to help alleviate the situation.

In order to avoid penalizing these traditional importers, a decision was made to amend the AMO to base the 2004 allocations on imports of beef from non-FTA countries during a 16-month period, prorated to a 12-month period, prior to the BSE discovery (January 1, 2002, to April 30, 2003). The decision made by the Minister at the time was supported by the Tariff Quota Advisory Committee (TQAC) and the Ad Hoc Beef and Veal Industry Committee (Ad Hoc Committee). The decision was valid for one year only.

Given that the disruptions in the North American beef market continued, the TQAC and the Ad Hoc Committee recommended a similar amendment to the AMO every year since 2004. This consensus recommendation was aimed at allocating most of the TRQ to established industry members without penalizing those who had switched their usage to Canadian beef in the wake of the BSE situation, while addressing the needs of new industry entrants by reserving some portion of the TRQ for such new entrants. For every year since 2004, it was decided to give all TRQ applicants a choice between one of two possible base periods: the 16 months from January 1, 2002, to April 30, 2003 (prorated to a 12-month period), or the most recent 12-month period from August 1 to July 31. The AMO was amended accordingly for 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 and 2013 to reflect the substantive intent of the consensus recommendation from the TQAC and the Ad Hoc Committee.

L’engagement d’accès pour le bœuf et le veau pris par le Canada aux termes de ses accords internationaux est de 76 409 tonnes par année. Les importations « dans les limites de l’engagement d’accès » sont soumises à un taux de droits de 0 %, tandis que les importations « au-delà de l’engagement d’accès » se voient imposer un taux de droits de 26,5 %. L’*Arrêté sur la méthode d’allocation de quotas (bœuf et veau)* est un règlement du gouvernement du Canada établissant la méthode par laquelle la quantité d’accès du CT pour le bœuf et le veau est allouée. Soixante-quinze pour cent du CT est attribué aux transformateurs et détaillants-transformateurs; 25 % est attribué aux distributeurs.

Le 20 mai 2003, l’Agence canadienne d’inspection des aliments a annoncé qu’elle avait découvert dans une exploitation agricole de l’Alberta un cas d’encéphalopathie spongiforme bovine (ESB), mieux connue sous le nom de maladie de la vache folle. À la suite de cette annonce, de nombreux pays, dont les États-Unis, ont imposé des restrictions à l’importation de bovins, de bœuf et de leurs produits. Bien que plusieurs de ces restrictions aient été assouplies ou levées, bon nombre d’entre elles ont encore une incidence sur l’industrie canadienne du bœuf.

Avant 2004, l’attribution annuelle à une entreprise d’une part du contingent tarifaire pour le bœuf et le veau était fondée sur la quantité de bœuf importée par celle-ci provenant de pays non signataires d’un ALE durant la période de 12 mois précédente, soit du 1^{er} novembre au 31 octobre. La crise de l’ESB a eu comme impact de rendre accessible à l’industrie de transformation nationale une importante quantité de bœuf canadien à des prix compétitifs, de sorte que de nombreux importateurs traditionnels ont décidé de diminuer leurs importations en faveur de bœuf canadien pour contribuer à remédier à cette situation.

Afin que ces importateurs traditionnels ne soient pas pénalisés, il a été décidé de modifier l’*Arrêté sur la méthode d’allocation de quotas (bœuf et veau)* afin de fonder les attributions de parts du contingent pour 2004 sur l’utilisation de bœuf provenant de pays non signataires d’un ALE au cours de la période de 16 mois, calculée au prorata d’une période de 12 mois, qui s’est terminée avant la découverte du cas d’ESB (soit du 1^{er} janvier 2002 au 30 avril 2003). La décision prise par le ministre à l’époque a été appuyée par le Comité consultatif sur le contingent tarifaire et le Comité spécial de l’industrie du bœuf et du veau. La décision n’était valide que pour une seule année.

Étant donné que le marché du bœuf en Amérique du Nord a continué d’être perturbé, le Comité consultatif et le Comité spécial ont recommandé, chaque année depuis 2004, une modification similaire de la méthode d’allocation de quotas. Cette recommandation consensuelle visait à attribuer la majeure partie du CT aux membres établis du secteur sans pénaliser ceux qui avaient utilisé le bœuf canadien à la suite du cas d’ESB, tout en tenant compte des besoins des nouveaux venus sur le marché en réservant à ces derniers une partie du CT. Chaque année depuis 2004, il a été décidé de donner à tous les demandeurs d’une part du CT la possibilité de choisir entre deux périodes de référence, soit la période de 16 mois allant du 1^{er} janvier 2002 au 30 avril 2003 (calculée au prorata d’une période de 12 mois), soit la période la plus récente de 12 mois commençant le 1^{er} août et se terminant le 31 juillet. L’*Arrêté sur la méthode d’allocation de quotas (bœuf et veau)* a été modifié en conséquence pour 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 et 2013, ce que reflète ainsi l’intention de la recommandation consensuelle des deux comités.

2. Issue

Should the amendment to the AMO that has been made annually for the past nine consecutive years not be made for 2014, the allocation method for the beef and veal TRQ will revert to what it was before 2004. However, the Canadian beef market has not entirely recovered from the effects of the BSE and the old method could prove detrimental to some importers. Moreover, industry stakeholders expect the allocation method implemented since 2004 through recurring amendments to continue in 2014 and they have been planning accordingly.

3. Objectives

The present change to the AMO is necessary to continue addressing the needs of the affected industry sector. By making this ministerial Order, the Government intends to minimize disruption to industry and to comply with the *Export and Import Permits Act*.

4. Description

This ministerial Order amends the AMO for 2014 such that beef and veal TRQ applicants will have the choice between a 16-month period (January 1, 2002, to April 30, 2003, prorated to a 12-month period) and a more recent 12-month period (August 1, 2012, to July 31, 2013) to serve as a base for the establishment of their 2014 allocations.

Through this Order, the Minister approves the TQAC recommendation that the method used for 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 and 2013 allocations be continued in 2014.

5. Consultation

Members of the TQAC were consulted concerning the proposed amendment. The committee is made up of representatives from all the major beef and veal industry associations, including cattlemen, packers, processors, distributors, importers, retailers and foodservice operators, and from Agriculture and Agri-Food Canada, the Department of Finance Canada and Foreign Affairs, Trade and Development Canada.

The TQAC recommended giving all import allocation applicants the choice between two possible base periods for the 2014 allocation: a 16-month period (January 1, 2002, to April 30, 2003, prorated to a 12-month period) and a more recent 12-month period (August 1, 2012, to July 31, 2013).

6. Small business lens

The present change to the *Allocation Method Order (Beef and Veal)* is not expected to result in any increase in the administrative burden for small businesses in Canada.

7. Rationale

Since this amendment to the AMO has been made annually for the past nine consecutive years, industry stakeholders have developed an expectation that the option of two base periods will remain open to them (at least in the short term). In anticipation of continued progress in the recovery of the industry, consultations

2. Enjeux/problèmes

Si la modification à l'*Arrêté sur la méthode d'allocation de quotas (bœuf et veau)* qui a été apportée à tous les ans depuis les neuf dernières années n'était pas mise en œuvre pour 2014, la méthode d'allocation pour le bœuf et le veau redeviendrait ce qu'elle était avant 2004. Or, le marché canadien du bœuf ne s'est pas complètement rétabli des effets de l'ESB, et l'ancienne méthode pourrait nuire à certains importateurs. De plus, les acteurs de l'industrie s'attendent à ce que la méthode d'allocation en vigueur depuis 2004 grâce aux modifications successives de l'arrêté continue en 2014 et ils ont planifié en conséquence.

3. Objectifs

La présente modification à l'*Arrêté sur la méthode d'allocation de quotas (bœuf et veau)* est nécessaire pour répondre aux besoins du secteur touché. En prenant cet arrêté ministériel, le gouvernement vise à limiter les perturbations pour l'industrie et à respecter la *Loi sur les licences d'exportation et d'importation*.

4. Description

Le présent arrêté ministériel modifie l'*Arrêté sur la méthode d'allocation de quotas (bœuf et veau)* de sorte que les demandeurs d'une part du contingent tarifaire (CT) de bœuf et de veau auront le choix entre une période de 16 mois (du 1^{er} janvier 2002 au 30 avril 2003, calculée au prorata d'une période de 12 mois) et une période plus récente de 12 mois (du 1^{er} août 2012 au 31 juillet 2013) comme référence pour l'établissement de leur allocation pour 2014.

En faisant cet arrêté, le ministre approuve la recommandation du Comité consultatif visant à ce que la méthode d'allocation utilisée en 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 et 2013 soit conservée en 2014.

5. Consultation

Les modifications proposées ont fait l'objet de consultations auprès des membres du Comité consultatif sur le contingent tarifaire. Ce dernier est composé de représentants de toutes les grandes associations de l'industrie du bœuf et du veau, notamment des éleveurs de bovins, des emballeurs, des transformateurs, des distributeurs, des importateurs, des détaillants et des entreprises de restauration, ainsi que des représentants d'Agriculture et Agroalimentaire Canada, du ministère des Finances Canada et d'Affaires étrangères, Commerce et Développement Canada.

Le Comité consultatif a recommandé de donner à tous les demandeurs d'une part du contingent d'importation le choix entre les deux périodes de référence possibles pour l'allocation de 2014 : une période de 16 mois allant du 1^{er} janvier 2002 au 30 avril 2003 (calculée au prorata d'une période de 12 mois) et une période plus récente de 12 mois commençant le 1^{er} août 2012 et se terminant le 31 juillet 2013.

6. Lentille des petites entreprises

La présente modification à l'*Arrêté sur la méthode d'allocation de quotas (bœuf et veau)* ne devrait pas avoir d'impact négatif sur le fardeau administratif pour les petites entreprises canadiennes.

7. Justification

Puisque cette modification a été apportée tous les ans depuis les neuf dernières années, les acteurs de l'industrie s'attendent maintenant à ce que le choix entre deux périodes de référence leur soit encore disponible (à tout le moins, à court terme). En prévision de la poursuite des progrès au chapitre du rétablissement de l'industrie,

with the TQAC will be launched concerning the possibility of dropping the amendment in future years. However, it is the opinion of the stakeholders that the amendment to the AMO for 2014 is required at this time to ensure business continuity while industry consultations are undertaken concerning the possibility of phasing out this approach in coming years. Not making this change in the revised period would result in further disruption to the industry, as companies are already in the advanced stage of planning for 2014.

The revised base period may result in minor changes to import allocation quantities in 2014, but it will not affect Canada's international trade commitments. The revised period change will provide applicants with a choice to apply for an allocation based on the optimal period under their individual circumstances.

A Canadian market review and forecast of the beef industry provided by Agriculture and Agri-Food Canada in July 2013 indicates that the market has basically recovered from the effects of BSE for Canadian cattle producers, but not for processors. Since the reopening of the U.S. and several international markets for Canadian live cattle and beef, producers are receiving strong fed cattle prices resulting from a tight supply and strong demand situation. Thus, the BSE impacts on cattle producers have basically been overcome. Processors, however, are still unable to realize the full value on carcasses due to some remaining market closures and continue to experience higher operating costs than the U.S. on specified risk material (SRM) removal/disposal requirements. The strong Canadian dollar has also had a significant impact on increased operating costs. While North American grinding beef supplies are always difficult to predict, forecasted supplies indicate that it is unlikely that Canadian import trade will exceed the TRQ in 2014.

8. Implementation, enforcement and service standards

The policies governing the administration of the beef and veal TRQ, including the allocation method, are set out in Notices to Importers published by Foreign Affairs, Trade and Development Canada (typically on an annual basis). A Notice to Importers will be issued in the fall of 2013 calling for applications for the beef and veal TRQ for the 2014 quota year. If the present regulatory amendment is implemented, it will be incorporated in the new Notice. The TRQ will therefore be allocated in 2014 based on the applicants' choice of the two reference periods.

des consultations avec le Comité consultatif seront lancées au sujet de la possibilité d'éliminer cette modification dans les années à venir. Toutefois, les acteurs de l'industrie sont d'avis que, à l'heure actuelle, la modification à la méthode d'allocation de quotas s'impose pour 2014, afin d'assurer la continuité des opérations pendant la tenue des consultations sur la possibilité d'éliminer de façon graduelle cette approche au cours des prochaines années. Si la modification n'est pas apportée en 2014, des perturbations additionnelles auront lieu au sein de l'industrie, car les entreprises se trouvent déjà à un stade avancé de la planification pour 2014.

La nouvelle période de référence pourrait entraîner des changements mineurs aux quantités de contingents d'importation attribués en 2014, mais elle n'aura aucun effet sur les engagements du Canada en matière de commerce international. Elle permettra aux demandeurs de demander une part du contingent calculée sur la base de la période qui convient le mieux à leur propre situation.

Selon un examen du marché canadien et des prévisions pour l'industrie du bœuf fourni par Agriculture et Agroalimentaire Canada en juillet 2013, le marché s'est essentiellement rétabli des effets de la crise de l'ESB en ce qui concerne les éleveurs de bétail canadiens, mais ce n'est toujours pas le cas pour les transformateurs. Depuis la reprise du commerce avec les États-Unis et plusieurs autres marchés internationaux pour les bovins vivants, les éleveurs obtiennent un prix record pour les bovins gras en raison de l'offre serrée et de la forte demande. Les répercussions de l'ESB sur les éleveurs de bétail ont donc presque entièrement disparu. Les transformateurs, toutefois, ne sont toujours pas en mesure d'obtenir une pleine valeur pour les carcasses en raison de quelques marchés qui demeurent fermés, et ils doivent toujours composer avec des frais d'exploitation plus élevés que les États-Unis en ce qui concerne les exigences en matière d'élimination visant les matériels à risque spécifiés. La force du dollar canadien a également donné lieu à une hausse des frais d'exploitation. Bien que le volume d'approvisionnement destiné au hachage de bœuf en Amérique du Nord soit toujours difficile à prédire, les prévisions relatives à l'approvisionnement révèlent qu'il est peu probable que les importations canadiennes dépasseront le seuil du contingent tarifaire pour 2014.

8. Mise en œuvre, application et normes de service

Les politiques régissant l'administration du CT pour le bœuf et le veau, y compris la méthode d'allocation, sont établies dans des avis aux importateurs publiés par Affaires étrangères, Commerce et Développement Canada (typiquement, sur une base annuelle). Un avis aux importateurs sera émis à l'automne 2013 pour inviter les intéressés à déposer leur demande pour les parts du CT pour le bœuf et le veau pour l'année contingente 2014. Si la présente modification réglementaire est effectuée, elle sera intégrée au nouvel avis. Conséquemment, le CT sera alloué en 2014 en fonction du choix des demandeurs entre les deux périodes de référence.

9. Contact

Ms. Katharine Funtek
Director
Trade Controls Policy Division (TIC)
Trade Controls and Technical Barriers Bureau
Department of Foreign Affairs, Trade and Development
125 Sussex Drive
Ottawa, Ontario
K1A 0G2
Telephone: 613-996-0640

9. Personne-ressource

Mme Katharine Funtek
Directrice
Direction de la politique sur la réglementation commerciale (TIC)
Direction générale de la réglementation commerciale et des
obstacles techniques
Ministère des Affaires étrangères, du Commerce et du
Développement
125, promenade Sussex
Ottawa (Ontario)
K1A 0G2
Téléphone : 613-996-0640

Registration
SOR/2013-185 October 21, 2013

Enregistrement
DORS/2013-185 Le 21 octobre 2013

FARM PRODUCTS AGENCIES ACT

LOI SUR LES OFFICES DES PRODUITS AGRICOLES

Regulations Amending the Canadian Chicken Marketing Quota Regulations

Règlement modifiant le Règlement canadien sur le contingentement de la commercialisation des poulets

Whereas the Governor in Council has, by the *Chicken Farmers of Canada Proclamation*^a, established Chicken Farmers of Canada (“CFC”) pursuant to subsection 16(1)^b of the *Farm Products Agencies Act*^c;

Attendu que, en vertu du paragraphe 16(1)^a de la *Loi sur les offices des produits agricoles*^b, le gouverneur en conseil a, par la *Proclamation visant Les Producteurs de poulet du Canada*^c, créé l’office appelé Les Producteurs de poulet du Canada;

Whereas CFC has been empowered to implement a marketing plan pursuant to that Proclamation;

Attendu que l’office est habilité à mettre en œuvre un plan de commercialisation, conformément à cette proclamation;

Whereas the process set out in the Operating Agreement, referred to in subsection 7(1)^d of the schedule to that Proclamation, for making changes to quota allocation has been followed;

Attendu que le processus établi dans l’entente opérationnelle — visée au paragraphe 7(1)^d de l’annexe de cette proclamation — pour modifier l’allocation des contingents a été suivi;

Whereas the proposed *Regulations Amending the Canadian Chicken Marketing Quota Regulations* are regulations of a class to which paragraph 7(1)(d)^e of that Act applies by reason of section 2 of the *Agencies’ Orders and Regulations Approval Order*^f, and have been submitted to the National Farm Products Council pursuant to paragraph 22(1)(f) of that Act;

Attendu que le projet de règlement intitulé *Règlement modifiant le Règlement canadien sur le contingentement de la commercialisation des poulets* relève d’une catégorie à laquelle s’applique l’alinéa 7(1)(d)^e de cette loi aux termes de l’article 2 de l’*Ordonnance sur l’approbation des ordonnances et règlements des offices*^f et a été soumis au Conseil national des produits agricoles conformément à l’alinéa 22(1)(f) de cette loi;

And whereas, pursuant to paragraph 7(1)(d)^e of that Act, the National Farm Products Council has approved the proposed Regulations after being satisfied that they are necessary for the implementation of the marketing plan that CFC is authorized to implement;

Attendu que, en vertu de l’alinéa 7(1)(d)^e de cette loi, le Conseil national des produits agricoles, étant convaincu que le projet de règlement est nécessaire à l’exécution du plan de commercialisation que l’office est habilité à mettre en œuvre, a approuvé ce projet,

Therefore, Chicken Farmers of Canada, pursuant to paragraph 22(1)(f) of the *Farm Products Agencies Act*^c and subsection 6(1)^d of the schedule to the *Chicken Farmers of Canada Proclamation*^a, makes the annexed *Regulations Amending the Canadian Chicken Marketing Quota Regulations*.

À ces causes, en vertu de l’alinéa 22(1)(f) de la *Loi sur les offices des produits agricoles*^b et du paragraphe 6(1)^d de l’annexe de la *Proclamation visant Les Producteurs de poulet du Canada*^c, l’office appelé Les Producteurs de poulet du Canada prend le *Règlement modifiant le Règlement canadien sur le contingentement de la commercialisation des poulets*, ci-après.

Ottawa, Ontario, October 18, 2013

Ottawa (Ontario), le 18 octobre 2013

REGULATIONS AMENDING THE CANADIAN CHICKEN MARKETING QUOTA REGULATIONS

RÈGLEMENT MODIFIANT LE RÈGLEMENT CANADIEN SUR LE CONTINGENTEMENT DE LA COMMERCIALISATION DES POULETS

AMENDMENT

MODIFICATION

1. The schedule to the *Canadian Chicken Marketing Quota Regulations*¹ is replaced by the schedule set out in the schedule to these Regulations.

1. L’annexe du *Règlement canadien sur le contingentement de la commercialisation des poulets*¹ est remplacée par l’annexe figurant à l’annexe du présent règlement.

COMING INTO FORCE

ENTRÉE EN VIGUEUR

2. These Regulations come into force on December 1, 2013.

2. Le présent règlement entre en vigueur le 1 décembre 2013.

^a SOR/79-158; SOR/98-244
^b S.C. 2011, c. 25, s. 35
^c R.S., c. F-4; S.C. 1993, c. 3, s. 2
^d SOR/2002-1
^e S.C. 1993, c. 3, s. 7(2)
^f C.R.C., c. 648
¹ SOR/2002-36

^a L.C. 2011, ch. 25, art. 35
^b L.R., ch. F-4; L.C. 1993, ch. 3, art. 2
^c DORS/79-158; DORS/98-244
^d DORS/2002-1
^e L.C. 1993, ch. 3, par. 7(2)
^f C.R.C., ch. 648
¹ DORS/2002-36

SCHEDULE
(Section 1)

ANNEXE
(article 1)

SCHEDULE
(Sections 1, 5 and 7 to 10)

ANNEXE
(articles 1, 5 et 7 à 10)

LIMITS FOR PRODUCTION AND MARKETING OF CHICKEN FOR THE PERIOD BEGINNING ON DECEMBER 1, 2013 AND ENDING ON JANUARY 25, 2014

LIMITES DE PRODUCTION ET DE COMMERCIALISATION DU POULET POUR LA PÉRIODE COMMENÇANT LE 1 DÉCEMBRE 2013 ET SE TERMINANT LE 25 JANVIER 2014

Column 1		Column 2	Column 3
Item	Province	Production Subject to Federal and Provincial Quotas (in live weight) (kg)	Production Subject to Federal and Provincial Market Development Quotas (in live weight) (kg)
1.	Ont.	66,453,537	1,900,000
2.	Que.	54,270,884	4,227,750
3.	N.S.	7,179,365	0
4.	N.B.	5,747,091	0
5.	Man.	8,490,800	342,500
6.	B.C.	29,319,189	2,155,000
7.	P.E.I.	754,872	0
8.	Sask.	7,228,653	1,012,011
9.	Alta.	18,570,321	325,000
10.	N.L.	2,818,189	0
Total		200,832,901	9,962,261

Colonne 1		Colonne 2	Colonne 3
Article	Province	Production assujettie aux contingents fédéraux et provinciaux (en poids vif) (kg)	Production assujettie aux contingents fédéraux et provinciaux d'expansion du marché (en poids vif) (kg)
1.	Ont.	66 453 537	1 900 000
2.	Qc	54 270 884	4 227 750
3.	N.-É.	7 179 365	0
4.	N.-B.	5 747 091	0
5.	Man.	8 490 800	342 500
6.	C.-B.	29 319 189	2 155 000
7.	Î.-P.-É.	754 872	0
8.	Sask.	7 228 653	1 012 011
9.	Alb.	18 570 321	325 000
10.	T.-N.-L.	2 818 189	0
Total		200 832 901	9 962 261

EXPLANATORY NOTE

NOTE EXPLICATIVE

(This note is not part of the Regulations.)

(Cette note ne fait pas partie du Règlement.)

The amendment sets the limits for the production and marketing of chicken for the period beginning on December 1, 2013, and ending on January 25, 2014.

La modification vise à fixer les limites de production et de commercialisation du poulet pour la période commençant le 1^{er} décembre 2013 et se terminant le 25 janvier 2014.

Registration
SOR/2013-186 October 24, 2013

Enregistrement
DORS/2013-186 Le 24 octobre 2013

CANADIAN ENVIRONMENTAL ASSESSMENT ACT, 2012

LOI CANADIENNE SUR L'ÉVALUATION
ENVIRONNEMENTALE (2012)

Regulations Amending the Regulations Designating Physical Activities

Règlement modifiant le Règlement désignant les activités concrètes

The Minister of the Environment, pursuant to paragraphs 84(a) and (e) of the *Canadian Environmental Assessment Act, 2012*^a, makes the annexed *Regulations Amending the Regulations Designating Physical Activities*.

En vertu des alinéas 84(a) et (e) de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012)*^a, la ministre de l'Environnement prend le *Règlement modifiant le Règlement désignant les activités concrètes*, ci-après.

Ottawa, October 24, 2013

Ottawa, le 24 octobre 2013

LEONA AGLUKKAQ
Minister of the Environment

La ministre de l'Environnement
LEONA AGLUKKAQ

REGULATIONS AMENDING THE REGULATIONS DESIGNATING PHYSICAL ACTIVITIES

RÈGLEMENT MODIFIANT LE RÈGLEMENT DÉSIGNANT LES ACTIVITÉS CONCRÈTES

AMENDMENTS

MODIFICATIONS

1. (1) The definitions “abandonment”, “airport”, “Class IA nuclear facility”, “Class IB nuclear facility”, “decommissioning”, “paper product”, “pulp”, “pulp and paper mill”, “right of way”, “waste management system” and “wetland” in section 1 of the *Regulations Designating Physical Activities*¹ are repealed.

1. (1) Les définitions de « aéroport », « désaffectation », « emprise », « fabrique de pâtes et papiers », « fermeture », « installation nucléaire de catégorie IA », « installation nucléaire de catégorie IB », « pâte », « produit de papier », « système de gestion des déchets » et « terres humides », à l'article 1 du *Règlement désignant les activités concrètes*¹, sont abrogées.

(2) The definitions “marine terminal” and “water body” in section 1 of the Regulations are replaced by the following:

(2) Les définitions de « plan d'eau » et « terminal maritime », à l'article 1 du même règlement, sont respectivement remplacées par ce qui suit :

“marine terminal” means

« plan d'eau » Tout plan d'eau jusqu'à la laisse des hautes eaux. La présente définition vise notamment les canaux, les réservoirs et les océans, ainsi que les terres humides au sens de *La Politique fédérale sur la conservation des terres humides* publiée en 1991 par le ministère de l'Environnement, mais exclut les étangs de traitement des eaux usées ou des déchets et les étangs de résidus miniers.

“marine terminal”
« terminal maritime »

(a) an area normally used for berthing ships and includes wharves, bulkheads, quays, piers, docks, submerged lands, and areas, structures and equipment that are

« terminal maritime »

(i) connected with the movement of goods between ships and shore and their associated storage areas, including areas, structures and equipment used for the receiving, handling, holding, consolidating, loading or unloading of waterborne shipments, or

a) Les lieux qui servent habituellement à l'accostage des navires, notamment les quais, les structures en rideaux de palplanches, les jetées, les docks et les terres submergées, ainsi que les aires, l'équipement et les structures :

(ii) used for the receiving, holding, regrouping, embarkation or landing of waterborne passengers; and

(i) liés au mouvement des marchandises entre les navires et la terre ferme ainsi que les aires d'entreposage connexes, y compris les aires, l'équipement et les structures affectés à la réception, à la manutention, à la mise en attente, au regroupement et au chargement ou au déchargement de marchandises transportées par eau,

(b) any area adjacent to the areas, structures and equipment referred to in paragraph (a) that is used for their maintenance.

“water body”
« plan d'eau »

“water body” means any water body, including a canal, a reservoir, an ocean and a wetland as that term is defined in *The Federal Policy on Wetland Conservation* published in 1991 by the Department of the Environment, up to the high-water mark, but

^a S.C. 2012, c. 19, s. 52
¹ SOR/2012-147

^a L.C. 2012, ch. 19, art. 52
¹ DORS/2012-147

does not include a sewage or waste treatment lagoon or a mine tailings pond.

(3) Section 1 of the Regulations is amended by adding the following in alphabetical order:

“area of mine operations”
« aire d’exploitation minière »

“area of mine operations” means the area at ground level occupied by any open pit or underground workings, mill complex or storage area for overburden, waste rock, tailings or ore.

“canal”
« canal »

“canal” means an artificial waterway constructed for navigation.

“drilling program”
« programme de forage »

“drilling program” has the same meaning as in subsection 1(1) of the *Canada Oil and Gas Drilling and Production Regulations*, SOR/2009-315.

“exploratory well”
« puits d’exploration »

“exploratory well” has the same meaning as in subsection 101(1) of the *Canada Petroleum Resources Act*, but does not include a delineation well or development well as those terms are defined in that subsection.

“flowline”
« conduite d’écoulement »

“flowline” has the same meaning as in subsection 2(1) of the *Canada Oil and Gas Installations Regulations*.

2. Section 4 of the Regulations is replaced by the following:

Activities – Agency

4. (1) The activities set out in items 1 to 30 of the schedule are linked to the Agency when they are not regulated under, or incidental to a physical activity that is regulated under, the *Nuclear Safety and Control Act*, the *National Energy Board Act* or the *Canada Oil and Gas Operations Act*.

Activities – Canadian Nuclear Safety Commission

(2) The activities set out in items 31 to 38 of the schedule are linked to the Canadian Nuclear Safety Commission when they are regulated under the *Nuclear Safety and Control Act*.

Activities – National Energy Board

(3) The activities set out in items 39 to 48 of the schedule are linked to the National Energy Board when they are regulated under the *National Energy Board Act* or the *Canada Oil and Gas Operations Act*.

3. The schedule to the Regulations is replaced by the schedule set out in the schedule to these Regulations.

TRANSITIONAL PROVISIONS

4. (1) The following definitions apply in this section.

“former Regulations”
« règlement antérieur »

“former Regulations” means the *Regulations Designating Physical Activities* as they read immediately before the day on which these Regulations come into force.

- (ii) affectés à la réception, à la mise en attente, au regroupement et à l’embarquement ou au débarquement de passagers transportés par eau;
- b) les aires adjacentes aux lieux, aux aires, à l’équipement et aux structures visés à l’alinéa a) qui sont affectées à leur entretien.

(3) L’article 1 du même règlement est modifié par adjonction, selon l’ordre alphabétique, de ce qui suit :

« aire d’exploitation minière » La surface occupée, au niveau du sol, par toute installation d’exploitation à ciel ouvert ou souterraine, tout complexe usinier ou toute aire d’entreposage des terrains de couverture, des stériles, des résidus miniers ou de minerai.

« aire d’exploitation minière »
“area of mine operations”

« canal » Voie navigable artificielle construite pour la navigation.

« canal »
“canal”

« conduite d’écoulement » S’entend au sens du paragraphe 2(1) du *Règlement sur les installations pétrolières et gazières au Canada*.

« conduite d’écoulement »
“flowline”

« programme de forage » S’entend au sens du paragraphe 1(1) du *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*.

« programme de forage »
“drilling program”

« puits d’exploration » S’entend au sens du paragraphe 101(1) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. La présente définition exclut les puits de délimitation et les puits d’exploitation au sens de ce paragraphe.

« puits d’exploration »
“exploratory well”

2. L’article 4 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

4. (1) Les activités prévues aux articles 1 à 30 de l’annexe sont liées à l’Agence lorsqu’elles ne sont pas régies par la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires*, la *Loi sur l’Office national de l’énergie* ou la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* ou accessoires à une activité concrète qui est régie par l’une ou l’autre de ces lois.

Activités liées à l’Agence

(2) Les activités prévues aux articles 31 à 38 de l’annexe sont liées à la Commission canadienne de sûreté nucléaire lorsqu’elles sont régies par la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires*.

Activités liées à la Commission canadienne de sûreté nucléaire

(3) Les activités prévues aux articles 39 à 48 de l’annexe sont liées à l’Office national de l’énergie lorsqu’elles sont régies par la *Loi sur l’Office national de l’énergie* ou la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*.

Activités liées à l’Office national de l’énergie

3. L’annexe du même règlement est remplacée par l’annexe figurant à l’annexe du présent règlement.

DISPOSITIONS TRANSITOIRES

4. (1) Les définitions qui suivent s’appliquent au présent article.

« ancienne loi » La *Loi canadienne sur l’évaluation environnementale*, chapitre 37 des Lois du Canada (1992).

« ancienne loi »
“former Act”

« Loi » La *Loi canadienne sur l’évaluation environnementale* (2012).

« Loi »
“Act”

“former Act”
« ancienne loi »

“former Act” means the *Canadian Environmental Assessment Act*, chapter 37 of the Statutes of Canada, 1992.

“Act”
« Loi »

“Act” means the *Canadian Environmental Assessment Act*, 2012.

(2) The *Regulations Designating Physical Activities*, as amended by these Regulations, do not apply to a physical activity that was not designated under the former Regulations if, on the day on which these Regulations come into force, any of the following conditions apply:

- (a) the carrying out of the physical activity, including any physical activity that is incidental to that physical activity, has begun and, as a result, the environment has been altered;
- (b) a federal authority has exercised a power or performed a duty or function conferred on it under any Act of Parliament, other than the Act, that could permit the physical activity to be carried out, in whole or in part;
- (c) a jurisdiction described in any of paragraphs (c) to (f) of the definition “jurisdiction” in subsection 2(1) of the Act or the responsible authority set out in paragraph 15(a) or (b) of the Act has commenced or completed an assessment of the environmental effects of the physical activity; and
- (d) the physical activity was a project, or was included in a project, for which the screening, commenced under the former Act before the day on which the Act came into force, was not subject to the requirement in subsection 124(1) of the Act to be continued and completed.

COMING INTO FORCE

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

SCHEDULE
(Section 3)

SCHEDULE
(Sections 2 to 4)

PHYSICAL ACTIVITIES

CANADIAN ENVIRONMENTAL ASSESSMENT AGENCY

1. The construction, operation, decommissioning and abandonment, in a wildlife area or migratory bird sanctuary, of a new

- (a) electrical generating facility or electrical transmission line;
- (b) structure for the diversion of water, including a dam, dyke or reservoir;
- (c) oil or gas facility or oil and gas pipeline;
- (d) mine or mill;
- (e) industrial facility;
- (f) canal or lock;
- (g) marine terminal;

« règlement antérieur » S’entend du *Règlement désignant les activités concrètes*, dans sa version antérieure à l’entrée en vigueur du présent règlement.

« règlement antérieur »
“former Regulations”

(2) Le *Règlement désignant les activités concrètes*, dans sa version modifiée par le présent règlement, ne s’applique pas à l’activité concrète qui n’était pas désignée en vertu du règlement antérieur si, à la date d’entrée en vigueur du présent règlement, l’une ou plusieurs des conditions ci-après sont remplies :

- a) l’exercice de l’activité concrète, y compris de toute activité concrète qui lui est accessoire, a commencé et, de ce fait, l’environnement est modifié;
- b) une autorité fédérale a exercé des attributions qui lui sont conférées sous le régime d’une loi fédérale autre que la Loi et qui pourraient permettre l’exercice, en tout ou en partie, de l’activité concrète;
- c) une instance visée à l’un des alinéas c) à f) de la définition de « instance », au paragraphe 2(1) de la Loi, ou l’autorité responsable mentionnée aux alinéas 15a) ou b) de la Loi a commencé ou achevé une évaluation des effets environnementaux de l’activité concrète;
- d) l’activité concrète était un projet, ou était comprise dans un projet, dont l’examen préalable, commencé sous le régime de l’ancienne loi avant la date d’entrée en vigueur de la Loi, n’a pas été assujéti à l’exigence du paragraphe 124(1) de la Loi qu’il soit mené à terme.

ENTRÉE EN VIGUEUR

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

ANNEXE
(article 3)

ANNEXE
(articles 2 à 4)

ACTIVITÉS CONCRÈTES

AGENCE CANADIENNE D’ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE

1. La construction, l’exploitation, la désaffectation et la fermeture, dans une réserve d’espèces sauvages ou un refuge d’oiseaux migrateurs :

- a) d’une nouvelle installation de production d’électricité ou d’une nouvelle ligne de transport d’électricité;
- b) d’une nouvelle structure de dérivation des eaux, y compris d’un nouveau barrage, d’une nouvelle digue ou d’un nouveau réservoir;
- c) d’une nouvelle installation pétrolière ou gazière ou d’un nouveau pipeline d’hydrocarbures;

- (h) railway line or public highway;
- (i) aerodrome or runway; or
- (j) waste management facility.

2. The construction, operation, decommissioning and abandonment of

- (a) a new fossil fuel-fired electrical generating facility with a production capacity of 200 MW or more;
- (b) a new in-stream tidal power generating facility with a production capacity of 50 MW or more or a new tidal power generating facility, other than an in-stream tidal power generating facility, with a production capacity of 5 MW or more; or
- (c) a new hydroelectric generating facility with a production capacity of 200 MW or more.

3. The expansion of

- (a) an existing fossil fuel-fired electrical generating facility that would result in an increase in production capacity of 50% or more and a total production capacity of 200 MW or more;
- (b) an existing in-stream tidal power generating facility that would result in an increase in production capacity of 50% or more and a total production capacity of 50 MW or more or an existing tidal power generating facility, other than an in-stream tidal power generating facility, that would result in an increase in production capacity of 50% or more and a total production capacity of 5 MW or more; or
- (c) an existing hydroelectric generating facility that would result in an increase in production capacity of 50% or more and a total production capacity of 200 MW or more.

4. The construction, operation, decommissioning and abandonment of a new dam or dyke that would result in the creation of a reservoir with a surface area that would exceed the annual mean surface area of a natural water body by 1 500 ha or more.

5. The expansion of an existing dam or dyke that would result in an increase in the surface area of the existing reservoir of 50% or more and an increase of 1 500 ha or more in the annual mean surface area of the existing reservoir.

6. The construction, operation, decommissioning and abandonment of a new structure for the diversion of 10 000 000 m³/year or more of water from a natural water body into another natural water body.

7. The expansion of an existing structure for the diversion of water from a natural water body into another natural water body that would result in an increase in diversion capacity of 50% or more and a total diversion capacity of 10 000 000 m³/year or more.

8. The construction, operation, decommissioning and abandonment of a new oil sands mine with a bitumen production capacity of 10 000 m³/day or more.

9. The expansion of an existing oil sands mine that would result in an increase in the area of mine operations of 50% or more and a total bitumen production capacity of 10 000 m³/day or more.

- d) d'une nouvelle mine ou usine;
- e) d'une nouvelle installation industrielle;
- f) d'un nouveau canal ou d'une nouvelle écluse;
- g) d'un nouveau terminal maritime;
- h) d'une nouvelle ligne de chemin de fer ou d'une nouvelle voie publique;
- i) d'un nouvel aéroport ou d'une nouvelle piste;
- j) d'une nouvelle installation de gestion des déchets.

2. La construction, l'exploitation, la désaffectation et la fermeture :

- a) d'une nouvelle installation de production d'électricité alimentée par un combustible fossile d'une capacité de production de 200 MW ou plus;
- b) d'une nouvelle installation de production d'énergie hydrolienne d'une capacité de production de 50 MW ou plus, ou de toute autre nouvelle installation de production d'énergie marémotrice d'une capacité de production de 5 MW ou plus;
- c) d'une nouvelle installation hydroélectrique d'une capacité de production de 200 MW ou plus.

3. L'agrandissement :

- a) d'une installation existante de production d'électricité alimentée par un combustible fossile qui entraînerait une augmentation de la capacité de production de 50 % ou plus et une capacité de production totale de 200 MW ou plus;
- b) d'une installation existante de production d'énergie hydrolienne qui entraînerait une augmentation de la capacité de production de 50 % ou plus et une capacité de production totale de 50 MW ou plus, ou de toute autre installation existante de production d'énergie marémotrice qui entraînerait une augmentation de la capacité de production de 50 % ou plus et une capacité de production totale de 5 MW ou plus;
- c) d'une installation hydroélectrique existante qui entraînerait une augmentation de la capacité de production de 50 % ou plus et une capacité de production totale de 200 MW ou plus.

4. La construction, l'exploitation, la désaffectation et la fermeture d'un nouveau barrage ou d'une nouvelle digue qui entraîneraient la création d'un réservoir dont la superficie dépasserait de 1 500 ha ou plus la superficie moyenne annuelle du plan d'eau naturel.

5. L'agrandissement d'un barrage existant ou d'une digue existante qui entraînerait une augmentation de 50 % ou plus de la superficie du réservoir existant et de 1 500 ha ou plus de la superficie moyenne annuelle de ce réservoir.

6. La construction, l'exploitation, la désaffectation et la fermeture d'une nouvelle structure destinée à dériver 10 000 000 m³/an ou plus d'eau d'un plan d'eau naturel dans un autre.

7. L'agrandissement d'une structure existante destinée à dériver l'eau d'un plan d'eau naturel dans un autre, qui entraînerait une augmentation de la capacité de dérivation de 50 % ou plus et une capacité de dérivation totale de 10 000 000 m³/an ou plus.

8. La construction, l'exploitation, la désaffectation et la fermeture d'une nouvelle mine de sables bitumineux d'une capacité de production de bitume de 10 000 m³/jour ou plus.

9. L'agrandissement d'une mine de sables bitumineux existante qui entraînerait une augmentation de l'aire d'exploitation minière de 50 % ou plus et une capacité de production totale de bitume de 10 000 m³/jour ou plus.

10. The drilling, testing and abandonment of offshore exploratory wells in the first drilling program in an area set out in one or more exploration licences issued in accordance with the *Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act* or the *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act*.

11. The construction, installation and operation of a new offshore floating or fixed platform, vessel or artificial island used for the production of oil or gas.

12. The decommissioning and abandonment of an existing offshore floating or fixed platform, vessel or artificial island used for the production of oil or gas that is proposed to be disposed of or abandoned offshore or converted on site to another role.

13. The construction, operation, decommissioning and abandonment of a new offshore oil and gas pipeline, other than a flowline.

14. The construction, operation, decommissioning and abandonment of a new

- (a) oil refinery, including a heavy oil upgrader, with an input capacity of 10 000 m³/day or more;
- (b) facility for the production of liquid petroleum products from coal with a production capacity of 2 000 m³/day or more;
- (c) sour gas processing facility with a sulphur inlet capacity of 2 000 t/day or more;
- (d) facility for the liquefaction, storage or regasification of liquefied natural gas, with a liquefied natural gas processing capacity of 3 000 t/day or more or a liquefied natural gas storage capacity of 55 000 t or more;
- (e) petroleum storage facility with a storage capacity of 500 000 m³ or more; or
- (f) liquefied petroleum gas storage facility with a storage capacity of 100 000 m³ or more.

15. The expansion of an existing

- (a) oil refinery, including a heavy oil upgrader, that would result in an increase in input capacity of 50% or more and a total input capacity of 10 000 m³/day or more;
- (b) facility for the production of liquid petroleum products from coal that would result in an increase in production capacity of 50% or more and a total production capacity of 2 000 m³/day or more;
- (c) sour gas processing facility that would result in an increase in sulphur inlet capacity of 50% or more and a total sulphur inlet capacity of 2 000 t/day or more;
- (d) facility for the liquefaction, storage or regasification of liquefied natural gas that would result in an increase in the liquefied natural gas processing or storage capacity of 50% or more and a total liquefied natural gas processing capacity of 3 000 t/day or more or a total liquefied natural gas storage capacity of 55 000 t or more, as the case may be;
- (e) petroleum storage facility that would result in an increase in storage capacity of 50% or more and a total storage capacity of 500 000 m³ or more; or
- (f) liquefied petroleum gas storage facility that would result in an increase in storage capacity of 50% or more and a total storage capacity of 100 000 m³ or more.

10. Le forage, la mise à l'essai et la fermeture de puits d'exploration au large des côtes faisant partie du premier programme de forage dans une zone visée par un ou plusieurs permis de prospection délivrés conformément à la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Terre-Neuve* ou à la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada — Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*.

11. La construction, la mise sur pied et l'exploitation d'une nouvelle plate-forme flottante ou fixe, d'un nouveau navire ou d'une nouvelle île artificielle au large des côtes utilisés pour la production de pétrole ou de gaz.

12. La désaffectation et la fermeture d'une plate-forme flottante ou fixe existante, d'un navire existant ou d'une île artificielle existante au large des côtes utilisés pour la production de pétrole ou de gaz, dans le cas où il est proposé d'en disposer ou de les fermer au large des côtes, ou d'en modifier la vocation sur place.

13. La construction, l'exploitation, la désaffectation et la fermeture d'un nouveau pipeline d'hydrocarbures au large des côtes, autre qu'une conduite d'écoulement.

14. La construction, l'exploitation, la désaffectation et la fermeture :

- a) d'une nouvelle raffinerie de pétrole, y compris une usine de valorisation d'huile lourde, d'une capacité d'admission de 10 000 m³/jour ou plus;
- b) d'une nouvelle installation de production de produits pétroliers liquides, à partir du charbon, d'une capacité de production de 2 000 m³/jour ou plus;
- c) d'une nouvelle installation de traitement de gaz sulfureux d'une capacité d'admission de soufre de 2 000 t/jour ou plus;
- d) d'une nouvelle installation de liquéfaction, de stockage ou de regazéification de gaz naturel liquéfié d'une capacité de traitement de gaz naturel liquéfié de 3 000 t/jour ou plus ou d'une capacité de stockage de gaz naturel liquéfié de 55 000 t ou plus;
- e) d'une nouvelle installation de stockage de pétrole d'une capacité de stockage de 500 000 m³ ou plus;
- f) d'une nouvelle installation de stockage de gaz de pétrole liquéfié d'une capacité de stockage de 100 000 m³ ou plus.

15. L'agrandissement :

- a) d'une raffinerie de pétrole existante, y compris une usine de valorisation d'huile lourde, qui entraînerait une augmentation de la capacité d'admission de 50 % ou plus et une capacité d'admission totale de 10 000 m³/jour ou plus;
- b) d'une installation existante de production de produits pétroliers liquides, à partir du charbon, qui entraînerait une augmentation de la capacité de production de 50 % ou plus et une capacité de production totale de 2 000 m³/jour ou plus;
- c) d'une installation existante de traitement de gaz sulfureux qui entraînerait une augmentation de la capacité d'admission de soufre de 50 % ou plus et une capacité d'admission totale de soufre de 2 000 t/jour ou plus;
- d) d'une installation existante de liquéfaction, de stockage ou de regazéification de gaz naturel liquéfié, qui entraînerait une augmentation de la capacité de traitement ou de stockage de gaz naturel liquéfié de 50 % ou plus et, selon le cas, une capacité de traitement totale de 3 000 t/jour ou plus ou une capacité de stockage totale de 55 000 t ou plus;
- e) d'une installation existante de stockage de pétrole qui entraînerait une augmentation de la capacité de stockage de 50 % ou plus et une capacité de stockage totale de 500 000 m³ ou plus;

16. The construction, operation, decommissioning and abandonment of a new

- (a) metal mine, other than a rare earth element mine or gold mine, with an ore production capacity of 3 000 t/day or more;
- (b) metal mill with an ore input capacity of 4 000 t/day or more;
- (c) rare earth element mine or gold mine, other than a placer mine, with an ore production capacity of 600 t/day or more;
- (d) coal mine with a coal production capacity of 3 000 t/day or more;
- (e) diamond mine with an ore production capacity of 3 000 t/day or more;
- (f) apatite mine with an ore production capacity of 3 000 t/day or more; or
- (g) stone quarry or sand or gravel pit, with a production capacity of 3 500 000 t/year or more.

17. The expansion of an existing

- (a) metal mine, other than a rare earth element mine or gold mine, that would result in an increase in the area of mine operations of 50% or more and a total ore production capacity of 3 000 t/day or more;
- (b) metal mill that would result in an increase in the area of mine operations of 50% or more and a total ore input capacity of 4 000 t/day or more;
- (c) rare earth element mine or gold mine, other than a placer mine, that would result in an increase in the area of mine operations of 50% or more and a total ore production capacity of 600 t/day or more;
- (d) coal mine that would result in an increase in the area of mine operations of 50% or more and a total coal production capacity of 3 000 t/day or more;
- (e) diamond mine that would result in an increase in the area of mine operations of 50% or more and a total ore production capacity of 3 000 t/day or more;
- (f) apatite mine that would result in an increase in the area of mine operations of 50% or more and a total ore production capacity of 3 000 t/day or more; or
- (g) stone quarry or sand or gravel pit that would result in an increase in the area of mine operations of 50% or more and a total production capacity of 3 500 000 t/year or more.

18. The construction and operation of a new military base or military station that is to be established for more than 12 consecutive months.

19. The construction, operation, decommissioning and abandonment outside an existing military base of a new military training area, range or test establishment for training or weapons testing that is to be established for more than 12 consecutive months.

20. The expansion of an existing military base or military station that would result in an increase in the area of the military base or military station of 50% or more.

f) d'une installation existante de stockage de gaz de pétrole liquéfié qui entraînerait une augmentation de la capacité de stockage de 50 % ou plus et une capacité de stockage totale de 100 000 m³ ou plus.

16. La construction, l'exploitation, la désaffectation et la fermeture :

- a) d'une nouvelle mine métallifère, autre qu'une mine d'éléments des terres rares ou mine d'or, d'une capacité de production de minerai de 3 000 t/jour ou plus;
- b) d'une nouvelle usine métallurgique d'une capacité d'admission de minerai de 4 000 t/jour ou plus;
- c) d'une nouvelle mine d'éléments des terres rares ou d'une nouvelle mine d'or, autre qu'un placer, d'une capacité de production de minerai de 600 t/jour ou plus;
- d) d'une nouvelle mine de charbon d'une capacité de production de charbon de 3 000 t/jour ou plus;
- e) d'une nouvelle mine de diamants d'une capacité de production de minerai de 3 000 t/jour ou plus;
- f) d'une nouvelle mine d'apatite d'une capacité de production de minerai de 3 000 t/jour ou plus;
- g) d'une nouvelle carrière de pierre, de gravier ou de sable d'une capacité de production de 3 500 000 t/an ou plus.

17. L'agrandissement :

- a) d'une mine métallifère existante, autre qu'une mine d'éléments des terres rares ou mine d'or, qui entraînerait une augmentation de l'aire d'exploitation minière de 50 % ou plus et une capacité de production totale de minerai de 3 000 t/jour ou plus;
- b) d'une usine métallurgique existante qui entraînerait une augmentation de l'aire d'exploitation minière de 50 % ou plus et une capacité d'admission totale de minerai de 4 000 t/jour ou plus;
- c) d'une mine d'éléments des terres rares existante ou d'une mine d'or existante, autre qu'un placer, qui entraînerait une augmentation de l'aire d'exploitation minière de 50 % ou plus et une capacité de production totale de minerai de 600 t/jour ou plus;
- d) d'une mine de charbon existante qui entraînerait une augmentation de l'aire d'exploitation minière de 50 % ou plus et une capacité de production totale de charbon de 3 000 t/jour ou plus;
- e) d'une mine de diamants existante qui entraînerait une augmentation de l'aire d'exploitation minière de 50 % ou plus et une capacité de production totale de minerai de 3 000 t/jour ou plus;
- f) d'une mine d'apatite existante qui entraînerait une augmentation de l'aire d'exploitation minière de 50 % ou plus et une capacité de production totale de minerai de 3 000 t/jour ou plus;
- g) d'une carrière de pierre, de gravier ou de sable existante qui entraînerait une augmentation de l'aire d'exploitation minière de 50 % ou plus et une capacité de production totale de 3 500 000 t/an ou plus.

18. La construction et l'exploitation d'une nouvelle base ou station militaire qui sera mise en place pour plus de douze mois consécutifs.

19. La construction, l'exploitation, la désaffectation et la fermeture, à l'extérieur d'une base militaire existante, d'un nouveau secteur d'entraînement, champ de tir ou centre d'essai et d'expérimentation militaire pour l'entraînement ou l'essai d'armes qui sera mis en place pour plus de douze mois consécutifs.

20. L'agrandissement d'une base ou station militaire existante qui entraînerait une augmentation de 50 % ou plus de la superficie de la base ou de la station.

21. The decommissioning and abandonment of an existing military base or military station.

22. The testing of military weapons for more than five days in a calendar year in an area other than the training areas, ranges and test establishments established before October 7, 1994 by or under the authority of the Minister of National Defence for the testing of weapons.

23. The low-level flying of military fixed-wing jet aircraft for more than 150 days in a calendar year as part of a training program at an altitude below 330 m above ground level on a route or in an area that was not established before October 7, 1994 by or under the authority of the Minister of National Defence or the Chief of the Defence Staff as a route or area set aside for low-level flying training.

24. The construction, operation, decommissioning and abandonment of a new

- (a) canal or a lock or associated structure to control water levels in the canal;
- (b) lock or associated structure to control water levels in existing navigable waterways; or
- (c) marine terminal designed to handle ships larger than 25 000 DWT unless the terminal is located on lands that are routinely and have been historically used as a marine terminal or that are designated for such use in a land-use plan that has been the subject of public consultation.

25. The construction, operation, decommissioning and abandonment of a new

- (a) railway line that requires a total of 32 km or more of new right of way;
- (b) railway yard with seven or more yard tracks or a total track length of 20 km or more;
- (c) all-season public highway that requires a total of 50 km or more of new right of way; or
- (d) railway line designed for trains that have an average speed of 200 km/h or more.

26. The construction, operation, decommissioning and abandonment of a new

- (a) aerodrome located within the built-up area of a city or town;
- (b) airport, as defined in subsection 3(1) of the *Aeronautics Act*; or
- (c) all-season runway with a length of 1 500 m or more.

27. The extension of an existing all-season runway by 1 500 m or more.

28. The construction, operation, decommissioning and abandonment of a new

- (a) international or interprovincial bridge or tunnel; or
- (b) bridge over the St. Lawrence Seaway.

21. La désaffectation et la fermeture d'une base ou station militaire existante.

22. L'essai d'armes militaires effectué pendant plus de cinq jours au cours d'une année civile dans toute zone, autre qu'un secteur d'entraînement, un champ de tir ou un centre d'essai et d'expérimentation établi pour la mise à l'essai d'armes avant le 7 octobre 1994 par le ministre de la Défense nationale ou sous son autorité.

23. Les vols à basse altitude d'avions à réaction militaires à voilure fixe, pour des programmes d'entraînement, lorsque les vols se déroulent à une altitude inférieure à 330 m au-dessus du niveau du sol sur des routes ou dans des zones qui n'ont pas été établies comme routes ou zones réservées à l'entraînement au vol à basse altitude, avant le 7 octobre 1994, par le ministre de la Défense nationale ou le chef d'état-major de la défense, ou sous leur autorité, lorsque les vols se déroulent pendant plus de cent cinquante jours au cours d'une année civile.

24. La construction, l'exploitation, la désaffectation et la fermeture :

- a) d'un nouveau canal, ou d'une nouvelle écluse ou structure connexe pour contrôler le niveau d'eau du canal;
- b) d'une nouvelle écluse ou d'une nouvelle structure connexe pour contrôler le niveau d'eau dans des voies navigables existantes;
- c) d'un nouveau terminal maritime conçu pour recevoir des navires de plus de 25 000 TPL, sauf s'il est situé sur des terres qui sont utilisées de façon courante comme terminal maritime et qui l'ont été par le passé ou que destine à une telle utilisation un plan d'utilisation des terres ayant fait l'objet de consultations publiques.

25. La construction, l'exploitation, la désaffectation et la fermeture :

- a) d'une nouvelle ligne de chemin de fer qui nécessite un total de 32 km ou plus de nouvelle emprise;
- b) d'une nouvelle gare de triage qui comprend au moins sept voies de triage ou des voies dont la longueur totale est de 20 km ou plus;
- c) d'une nouvelle voie publique utilisable en toute saison qui nécessite un total de 50 km ou plus de nouvelle emprise;
- d) d'une nouvelle ligne de chemin de fer conçue pour des trains dont la vitesse moyenne est de 200 km/h ou plus.

26. La construction, l'exploitation, la désaffectation et la fermeture :

- a) d'un nouvel aérodrome situé à l'intérieur de la zone bâtie d'une ville;
- b) d'un nouvel aéroport, au sens du paragraphe 3(1) de la *Loi sur l'aéronautique*;
- c) d'une nouvelle piste utilisable en toute saison d'une longueur de 1 500 m ou plus.

27. Le prolongement de 1 500 m ou plus d'une piste utilisable en toute saison existante.

28. La construction, l'exploitation, la désaffectation et la fermeture :

- a) d'un nouveau pont ou tunnel international ou interprovincial;
- b) d'un nouveau pont enjambant la Voie maritime du Saint-Laurent.

29. The construction, operation, decommissioning and abandonment of a new facility used exclusively for the treatment, incineration, disposal or recycling of hazardous waste.

30. The expansion of an existing facility used exclusively for the treatment, incineration, disposal or recycling of hazardous waste that would result in an increase in hazardous waste input capacity of 50% or more.

CANADIAN NUCLEAR SAFETY COMMISSION

31. The construction, operation and decommissioning of a new uranium mine or uranium mill on a site that is not within the licensed boundaries of an existing uranium mine or uranium mill.

32. The expansion of an existing uranium mine or uranium mill that would result in an increase in the area of mine operations of 50% or more.

33. The construction, operation and decommissioning of a new
(a) facility for the processing, reprocessing or separation of an isotope of uranium, thorium, or plutonium, with a production capacity of 100 t/year or more;

(b) facility for the manufacture of a product derived from uranium, thorium or plutonium, with a production capacity of 100 t/year or more; or

(c) facility for the processing or use, in a quantity greater than 10^{15} Bq per calendar year, of nuclear substances with a half-life greater than one year, other than uranium, thorium or plutonium.

34. The expansion of an existing

(a) facility for the processing, reprocessing or separation of an isotope of uranium, thorium or plutonium that would result in an increase in production capacity of 50% or more and a total production capacity of 100 t/year or more;

(b) facility for the manufacture of a product derived from uranium, thorium or plutonium that would result in an increase in production capacity of 50% or more and a total production capacity of 100 t/year or more; or

(c) facility for the processing or use, in a quantity greater than 10^{15} Bq per calendar year, of nuclear substances with a half-life greater than one year, other than uranium, thorium or plutonium, that would result in an increase in processing capacity of 50% or more.

35. The construction, operation and decommissioning of a new nuclear fission or fusion reactor.

36. The expansion of an existing nuclear fission or fusion reactor that would result in an increase in power output of 50% or more.

37. The construction and operation of a new

(a) facility for the storage of irradiated fuel or nuclear waste, on a site that is not within the licensed perimeter of an existing nuclear facility; or

(b) facility for the long-term management or disposal of irradiated fuel or nuclear waste.

29. La construction, l'exploitation, la désaffectation et la fermeture d'une nouvelle installation utilisée exclusivement pour le traitement, l'incinération, l'élimination ou le recyclage de déchets dangereux.

30. L'agrandissement d'une installation existante utilisée exclusivement pour le traitement, l'incinération, l'élimination ou le recyclage de déchets dangereux qui entraînerait une augmentation de la capacité d'admission de déchets dangereux de 50 % ou plus.

COMMISSION CANADIENNE DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE

31. La construction, l'exploitation et le déclassement d'une nouvelle mine d'uranium ou d'une nouvelle usine de concentration d'uranium sur un site à l'extérieur des limites autorisées d'une mine d'uranium ou d'une usine de concentration d'uranium existante.

32. L'agrandissement d'une mine d'uranium existante ou d'une usine existante de concentration d'uranium qui entraînerait une augmentation de l'aire d'exploitation minière de 50 % ou plus.

33. La construction, l'exploitation et le déclassement :

a) d'une nouvelle installation de traitement, de retraitement ou de séparation d'isotopes d'uranium, de thorium ou de plutonium, d'une capacité de production de 100 t/an ou plus;

b) d'une nouvelle installation de fabrication d'un produit dérivé de l'uranium, du thorium ou du plutonium, d'une capacité de production de 100 t/an ou plus;

c) d'une nouvelle installation de traitement ou d'utilisation d'une quantité supérieure à 10^{15} Bq par année civile de substances nucléaires d'une période radioactive supérieure à un an, autres que l'uranium, le thorium ou le plutonium.

34. L'agrandissement :

a) d'une installation existante de traitement, de retraitement ou de séparation d'isotopes d'uranium, de thorium ou de plutonium qui entraînerait une augmentation de la capacité de production de 50 % ou plus et une capacité de production totale de 100 t/an ou plus;

b) d'une installation existante de fabrication d'un produit dérivé de l'uranium, du thorium ou du plutonium qui entraînerait une augmentation de la capacité de production de 50 % ou plus et une capacité de production totale de 100 t/an ou plus;

c) d'une installation existante de traitement ou d'utilisation d'une quantité supérieure à 10^{15} Bq par année civile de substances nucléaires d'une période radioactive supérieure à un an, autres que l'uranium, le thorium ou le plutonium, qui entraînerait une augmentation de la capacité de traitement de 50 % ou plus.

35. La construction, l'exploitation et le déclassement d'un nouveau réacteur à fission ou à fusion nucléaires.

36. L'agrandissement d'un réacteur à fission ou à fusion nucléaires existant qui entraînerait une augmentation de la puissance de sortie de 50 % ou plus.

37. La construction et l'exploitation :

a) d'une nouvelle installation de stockage de combustibles nucléaires irradiés ou de déchets nucléaires, sur un site à l'extérieur du périmètre autorisé d'une installation nucléaire existante;

b) d'une nouvelle installation de gestion ou d'évacuation à long terme de combustible nucléaire irradié ou de déchets nucléaires.

38. The expansion of an existing facility for the long-term management or disposal of irradiated fuel or nuclear waste that would result in an increase in the area, at ground level, of the facility of 50% or more.

NATIONAL ENERGY BOARD

39. The construction, operation, decommissioning and abandonment of a new electrical transmission line with a voltage of 345 kV or more that requires a total of 75 km or more of new right of way.

40. The drilling, testing and abandonment of offshore exploratory wells in the first drilling program in an area set out in one or more exploration licences issued in accordance with the *Canada Petroleum Resources Act*.

41. The construction, installation and operation of a new offshore floating or fixed platform, vessel or artificial island used for the production of oil or gas.

42. The decommissioning and abandonment of an existing offshore floating or fixed platform, vessel or artificial island used for the production of oil or gas that is proposed to be disposed of or abandoned offshore or converted on site to another role.

43. The construction, operation, decommissioning and abandonment of a new offshore pipeline, other than a flowline.

44. The construction, operation, decommissioning and abandonment of a new

- (a) sour gas processing facility with a sulphur inlet capacity of 2 000 t/day or more; or
- (b) petroleum storage facility with a storage capacity of 500 000 m³ or more.

45. The expansion of an existing

- (a) sour gas processing facility that would result in an increase in sulphur inlet capacity of 50% or more and a total sulphur inlet capacity of 2 000 t/day or more; or
- (b) petroleum storage facility that would result in an increase in storage capacity of 50% or more and a total storage capacity of 500 000 m³ or more.

46. The construction and operation of a new pipeline, other than an offshore pipeline, with a length of 40 km or more.

47. The decommissioning and abandonment of an existing pipeline, other than an offshore pipeline, if at least 40 km of pipe is removed from the ground.

48. The construction, operation, decommissioning and abandonment, in a wildlife area or migratory bird sanctuary, of

- (a) a new electrical transmission line; or
- (b) a new oil or gas facility or new pipeline.

38. L'agrandissement d'une installation existante de gestion ou d'évacuation à long terme de combustibles nucléaires irradiés ou de déchets nucléaires qui entraînerait une augmentation de 50 % ou plus de l'aire au niveau du sol occupée par l'installation.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

39. La construction, l'exploitation, la désaffectation et la fermeture d'une nouvelle ligne de transport d'électricité d'une tension de 345 kV ou plus qui nécessite un total de 75 km ou plus de nouvelle emprise.

40. Le forage, la mise à l'essai et la fermeture de puits d'exploration au large des côtes faisant partie du premier programme de forage dans une zone visée par un ou plusieurs permis de prospection délivrés conformément à la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

41. La construction, la mise sur pied et l'exploitation d'une nouvelle plate-forme flottante ou fixe, d'un nouveau navire ou d'une nouvelle île artificielle au large des côtes utilisés pour la production de pétrole ou de gaz.

42. La désaffectation et la fermeture d'une plate-forme flottante ou fixe existante, d'un navire existant ou d'une île artificielle existante au large des côtes utilisés pour la production de pétrole ou de gaz, dans le cas où il est proposé d'en disposer ou de les fermer au large des côtes, ou d'en modifier la vocation sur place.

43. La construction, l'exploitation, la désaffectation et la fermeture d'un nouveau pipeline au large des côtes, autre qu'une conduite d'écoulement.

44. La construction, l'exploitation, la désaffectation et la fermeture :

- a) d'une nouvelle installation de traitement de gaz sulfureux d'une capacité d'admission de soufre de 2 000 t/jour ou plus;
- b) d'une nouvelle installation de stockage de pétrole d'une capacité de stockage de 500 000 m³ ou plus.

45. L'agrandissement :

- a) d'une installation existante de traitement de gaz sulfureux qui entraînerait une augmentation de la capacité d'admission de soufre de 50 % ou plus et une capacité d'admission totale de soufre de 2 000 t/jour ou plus;
- b) d'une installation existante de stockage de pétrole qui entraînerait une augmentation de la capacité de stockage de 50 % ou plus et une capacité de stockage totale de 500 000 m³ ou plus.

46. La construction et l'exploitation d'un nouveau pipeline, autre qu'un pipeline au large des côtes, d'une longueur de 40 km ou plus.

47. La désaffectation et la fermeture d'un pipeline existant, autre qu'un pipeline au large des côtes, si au moins 40 km de tuyau sont retirés du sol.

48. La construction, l'exploitation, la désaffectation et la fermeture, dans une réserve d'espèces sauvages ou un refuge d'oiseaux migrateurs :

- a) d'une nouvelle ligne de transport d'électricité;
- b) d'une nouvelle installation pétrolière ou gazière ou d'un nouveau pipeline.

**REGULATORY IMPACT
ANALYSIS STATEMENT***(This statement is not part of the Regulations.)***Background**

The *Canadian Environmental Assessment Act, 2012* (CEAA 2012) came into force in July 2012 as part of the Government of Canada's Responsible Resource Development plan, the objectives of which are to achieve more predictable and timely project reviews, reduce duplication, strengthen environmental protection, and enhance consultation with Aboriginal groups.

The CEAA 2012 and its accompanying regulations provide the legislative framework for federal environmental assessment. Environmental assessments consider whether "designated projects" are likely to cause significant adverse environmental effects that fall within the legislative authority of Parliament or result from a federal decision about the project. Assessments are conducted by one of three responsible authorities: the Canadian Environmental Assessment Agency (the Agency), the Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC) for projects that it regulates or the National Energy Board (NEB) for projects that it regulates. The CEAA 2012 requires that opportunities for public participation be provided during environmental assessments and that participant funding and a public registry, including an Internet site, be established.

Recognizing that responsibility for the environment is shared with other jurisdictions, cooperation with those jurisdictions is enabled under the CEAA 2012 through various mechanisms. These include carrying out cooperative assessments, establishing joint review panels, delegating the conduct of all or part of the federal environmental assessment, substituting the process of another jurisdiction for the federal process, and recognizing a provincial process as equivalent to the federal process for a specific project.

Environmental assessments under the CEAA 2012 are conducted of proposed projects that are "designated," either through regulation or by the Minister of the Environment. The *Regulations Designating Physical Activities* (the Regulations) prescribe the physical activities that constitute a "designated project" which may require an environmental assessment under the CEAA 2012. The physical activities are listed in a schedule to the Regulations, which is divided into three parts according to which federal authority — the Agency, the CNSC or the NEB — would be responsible for conducting an environmental assessment of a designated project that included that activity.

The schedule sets out the physical activities associated with the carrying out of projects (such as construction of a metal mine or of a hydroelectric generation facility). Each item in the schedule includes a description and in most cases a corresponding threshold (often production capacity), which serves as a representation of scale or size (such as a metal mine with an ore production capacity of 3 000 tonnes/day or more, or a hydroelectric generation facility with a production capacity of 200 megawatts or more) and thus represents the potential for significant adverse environmental effects. Project proposals that contain physical activities that are listed in the Regulations and that meet or exceed the threshold are designated projects.

**RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT
DE LA RÉGLEMENTATION***(Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.)***Contexte**

En juillet 2012, la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012)* [LCEE 2012] est entrée en vigueur dans le cadre du plan de Développement responsable des ressources du Canada. Ce plan vise à réaliser des examens de projet de manière plus prévisible et en temps opportun, à réduire le double emploi, à renforcer la protection de l'environnement et à améliorer la consultation auprès des groupes autochtones.

La LCEE 2012 et ses règlements établissent le cadre législatif pour les évaluations environnementales fédérales. Les évaluations environnementales permettent de déterminer si les « projets désignés » sont susceptibles d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants qui relèvent de l'autorité législative du Parlement ou s'ils découlent d'une décision fédérale concernant le projet. Les évaluations sont réalisées par l'une des trois autorités responsables : l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (l'Agence), la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) [pour les projets qu'elle réglemente] et l'Office national de l'énergie (ONE) [pour les projets qu'il réglemente]. Aux termes de la LCEE 2012, le public doit avoir la possibilité de participer aux évaluations environnementales, et un programme d'aide financière aux participants doit être établi, de même qu'un registre public comprenant un site Internet.

Comme la responsabilité en matière environnementale est partagée avec d'autres instances, la collaboration avec celles-ci est facilitée grâce à divers mécanismes prévus dans la LCEE 2012. Ces mécanismes permettent, notamment, de réaliser des évaluations coopératives, d'établir une commission d'examen conjoint, de déléguer en tout ou en partie l'évaluation environnementale fédérale, de substituer les processus d'une autre instance au processus d'évaluation fédéral et de reconnaître l'équivalence d'un processus provincial au processus fédéral pour un projet particulier.

En vertu de la LCEE 2012, les évaluations environnementales des projets sont réalisées pour des projets qui sont « désignés », soit par règlement ou par la ministre de l'Environnement. Le *Règlement désignant les activités concrètes* (le Règlement) prévoit les activités qui sont des activités concrètes et qui constituent un « projet désigné » pouvant faire l'objet d'une évaluation environnementale (ÉE) en vertu de la LCEE 2012. Les activités concrètes sont celles prévues à l'annexe du Règlement. Cette annexe comprend trois parties selon lesquelles une autorité fédérale, en l'occurrence, l'Agence, la CCSN ou l'ONE, serait chargée de réaliser l'évaluation environnementale d'un projet désigné qui inclurait une de ces activités.

Les activités concrètes prévues à l'annexe sont liées à la réalisation de projets (comme la construction d'une mine métallifère ou d'une centrale hydroélectrique). Chacun des éléments de l'annexe comprend une description et, dans la plupart des cas, un seuil (souvent la capacité de production), servant d'indication de l'échelle ou de la taille de chaque activité (par exemple une mine métallifère d'une capacité de production de minerai de 3 000 tonnes par jour ou plus, ou une centrale hydroélectrique d'une capacité de production de 200 mégawatts ou plus) et représentant ainsi le risque d'effets environnementaux négatifs importants. Les projets désignés sont les propositions de projets contenant des activités concrètes prévues dans le Règlement et pour lesquelles le seuil fixé est atteint ou dépassé.

The Regulations are intended to identify those physical activities with the greatest potential to cause significant adverse environmental effects in areas of federal jurisdiction. However, there may be occasional situations where a proposed physical activity that makes up a project does not match the categories listed or does not meet the threshold prescribed, but by virtue of its unique characteristics or its location may cause adverse environmental effects in areas of federal jurisdiction. In such cases, the CEEA 2012 provides the authority for the Minister of the Environment to designate the physical activity to be a designated project for the purposes of requiring an environmental assessment. This provision could also be used where the Minister is of the opinion that public concerns about those adverse environmental effects warrant the designation. This mechanism within the CEEA 2012 recognizes that project-specific circumstances may sometimes mean there is a greater risk of significant adverse environmental effects than is typical for projects of that type.

Designated projects that are regulated by the CNSC or by the NEB and projects that the Minister has designated must undergo an environmental assessment. However, when the Agency is the responsible authority for a designated project, it must determine whether or not an environmental assessment is required based on the specific project proposal.

In determining whether to require an environmental assessment of a designated project, the Agency considers a number of factors, including the description of the project provided by the proponent, the possibility that the carrying out of the project may cause adverse environmental effects, comments received from the public and, if applicable, the results of any relevant regional study. Under the CEEA 2012, the “environmental effects” of concern are those in areas of federal jurisdiction, which are defined as

- effects on fish and fish habitat, shellfish and their habitat, crustaceans and their habitat, marine animals and their habitat, marine plants, and migratory birds;
- effects on federal lands;
- effects that cross provincial or international boundaries;
- effects of any changes to the environment that affect Aboriginal peoples, such as their use of lands and resources for traditional purposes; and
- changes to the environment and certain effects of those changes resulting from federal decisions about the project.

Issue

The physical activities identified in the former Regulations did not appropriately reflect the major projects that have the greatest potential to cause significant adverse environmental effects in areas of federal jurisdiction. Some types of major projects that are considered to have a high potential for such effects were not covered by the Regulations. Conversely, some projects that were covered by the Regulations are considered to have a low potential for significant adverse environmental effects in areas of federal jurisdiction.

L’objectif du Règlement est de déterminer les activités concrètes les plus susceptibles d’entraîner des effets environnementaux négatifs importants dans les domaines de compétence fédérale. Toutefois, il se pourrait à l’occasion qu’une activité concrète constituant un projet ne corresponde pas aux catégories prévues ou n’atteigne pas le seuil établi, mais qui, par ses caractéristiques uniques ou son emplacement peut entraîner des effets environnementaux négatifs dans les domaines de compétence fédérale. Dans de tels cas, la LCEE 2012 confère à la ministre de l’Environnement le pouvoir de désigner l’activité concrète comme étant un projet désigné dans le but d’exiger une évaluation environnementale. Cette disposition peut également être utilisée si la ministre de l’Environnement estime que les préoccupations du public concernant les effets environnementaux négatifs potentiels justifient la désignation. Ce mécanisme que prévoit la LCEE 2012 reconnaît que des circonstances particulières liées à un projet peuvent parfois signifier un plus grand risque d’effets environnementaux négatifs importants que l’on rencontrerait habituellement avec ce type de projet.

Les projets désignés qui sont réglementés par la CCSN ou l’ONE et les projets désignés par la ministre doivent faire l’objet d’une évaluation environnementale. Cependant, dans les cas où l’Agence est l’autorité responsable d’un projet désigné, l’Agence doit déterminer si une évaluation environnementale est requise ou non en fonction de la proposition de projet particulière.

Pour déterminer si une évaluation environnementale d’un projet désigné est requise ou non, l’Agence tient compte d’un certain nombre d’éléments, notamment la description du projet fournie par le promoteur, la possibilité que la réalisation du projet entraîne des effets environnementaux négatifs, les commentaires formulés par le public et, le cas échéant, les conclusions de toute étude régionale pertinente. En vertu de la LCEE 2012, les « effets environnementaux » préoccupants sont ceux qui surviennent dans des domaines de compétence fédérale. Ces effets sont définis comme suit :

- Effets sur les poissons et l’habitat du poisson, les mollusques et leur habitat, les crustacés et leur habitat, les animaux marins et leur habitat, toute plante marine et les oiseaux migrateurs;
- Effets sur le territoire domanial;
- Effets qui dépassent les frontières provinciales ou internationales;
- Effets des changements causés à l’environnement qui touchent les peuples autochtones comme leur usage des terres et des ressources à des fins traditionnelles;
- Changements causés à l’environnement et certains effets de ces changements découlant des décisions fédérales prises relativement au projet.

Enjeux

Les activités concrètes qui étaient prévues dans le Règlement antérieur ne tenaient pas compte de manière adéquate des grands projets qui sont les plus susceptibles d’entraîner des effets environnementaux négatifs importants dans des domaines de compétence fédérale. Certains grands projets qui sont considérés comme étant plus susceptibles d’entraîner ces effets n’étaient pas couverts par le Règlement. Inversement, certains projets, qui étaient couverts par le Règlement, sont considérés comme n’ayant qu’un faible risque d’entraîner des effets environnementaux négatifs importants dans des domaines de compétence fédérale.

Objectives

The *Regulations Amending the Regulations Designating Physical Activities* have been made to ensure the Regulations appropriately reflect those major projects that have the greatest potential for significant adverse environmental effects in areas of federal jurisdiction. This will, in turn, ensure federal environmental assessment is focused on those projects and increase certainty and predictability for proponents and for Canadians. A second objective is to improve the clarity of the Regulations and their internal consistency.

Description

The physical activities listed in the schedule to the Regulations include a description and in most cases a “threshold” to ensure that only projects of at least a certain size are designated. The Regulations also include definitions to clarify key terms.

The approach of using thresholds is required to ensure the focus is on major projects. Thresholds related to the size of a facility, such as its production capacity, serve as an indicator of the scale of a project and its potential to cause significant adverse environmental effects. The use of thresholds, as opposed to trying to delineate the many diverse factors that may influence the potential for adverse effects, constitutes an approach that can be applied across different project types and throughout the country. Furthermore, it provides clear, predictable information about the application of the CEAA 2012 to a project. In this way, proponents know when they are required to submit a project description. Stakeholders also benefit in that they will know when a project description must be submitted to the Agency or, in the case of projects regulated by the NEB or CNSC, when an environmental assessment is required. Where a project does not include an activity that is designated in the Regulations and stakeholders are of the view that the project may cause adverse environmental effects in areas of federal jurisdiction, they can inform the Minister of the Environment, who can respond accordingly.

Schedule to the Regulations

The schedule to the Regulations has been replaced to include modifications as follows.

1. Entries that refer to the “construction, operation, decommissioning and abandonment,” the “construction, operation and decommissioning,” the “construction and operation,” or the “construction, installation and operation” of a facility have been modified to clarify that they refer to a new facility. Items that refer to the “expansion,” “extension,” “decommissioning” or “decommissioning and abandonment” of a facility have been modified to clarify that they refer to an existing facility.
2. Additions have been made to cover the following types of projects: diamond mines, apatite mines, railway yards, international and interprovincial bridges and tunnels, bridges that cross the St. Lawrence Seaway, offshore exploratory wells in the first drilling program within exploration licence areas, and expansions to oil sands mines.
3. Deletions have been made to exclude the following types of projects: groundwater extraction facilities, heavy oil and oil sands processing facilities, pipelines (other than offshore pipelines) and electrical transmission lines that are not regulated by the NEB, potash mines and other industrial mineral mines

Objectifs

Le *Règlement modifiant le Règlement désignant les activités concrètes* a été pris afin de garantir que le Règlement renvoie de manière adéquate aux grands projets qui sont les plus susceptibles de causer des effets environnementaux négatifs importants dans des domaines de compétence fédérale, ce qui permettra de garantir que les évaluations environnementales fédérales sont axées sur ces projets et apportera plus de certitude et de prévisibilité aux promoteurs et aux Canadiens. Un second objectif est de rendre le Règlement plus clair et son contenu plus cohérent.

Description

Les activités concrètes prévues à l'annexe du Règlement comprennent une description et, dans la plupart des cas, un « seuil » pour garantir que seuls les projets qui atteignent une certaine envergure seront désignés. Le Règlement comprend également des définitions pour clarifier les termes clés.

La méthode axée sur l'utilisation de seuils dans le Règlement est nécessaire pour veiller à ce que l'accent soit mis sur les grands projets. Les seuils relatifs à la taille d'une installation, comme sa capacité de production, servent d'indicateur de l'envergure d'un projet et de la possibilité qu'elle entraîne des effets environnementaux négatifs importants. Plutôt que de tenter de définir les divers facteurs qui influent sur le risque d'effets négatifs, l'utilisation de seuils constitue une approche qui peut être appliquée à toutes les catégories de projet et dans tout le pays. En outre, cette méthode fournit des renseignements clairs et prévisibles sur l'application de la LCEE à un projet. De cette manière, les promoteurs savent quand ils sont tenus de présenter une description du projet. Les intervenants bénéficieront également de cette approche, car ils pourront savoir quand une description de projet doit être présentée à l'Agence, ou dans le cas des projets réglementés par l'ONE ou la CCSN, quand une évaluation environnementale est requise. Lorsqu'un projet ne comprend pas une activité désignée par le Règlement et que des intervenants sont d'avis que le projet pourrait avoir des effets négatifs dans des domaines de compétence fédérale, ils peuvent en informer la ministre de l'Environnement, qui pourra réagir en conséquence.

Annexe du Règlement

L'annexe du Règlement a été remplacée afin d'inclure les modifications suivantes :

1. Les inscriptions qui renvoient à « la construction, l'exploitation, la désaffectation et la fermeture », à « la construction, l'exploitation et la désaffectation » ou à « la construction et l'exploitation » d'une installation ont été modifiées de manière à préciser qu'elles renvoient à une nouvelle installation. Les inscriptions qui renvoient à « l'agrandissement », au « prolongement », à « la désaffectation » ou à « la désaffectation et la fermeture » d'une installation ont été modifiées pour préciser qu'elles renvoient à une installation existante.
2. Des inscriptions ont été ajoutées pour couvrir les types de projets suivants : mines de diamant et d'apatite, gares de triage, ponts et tunnels interprovinciaux et internationaux, ponts qui traversent la voie maritime du Saint-Laurent, les puits d'exploration au large des côtes faisant partie du premier programme de forage dans une zone d'un permis de prospection et l'agrandissement de mines de sables bitumineux.
3. Les inscriptions liées aux types de projets suivants ont été supprimées : installations d'extraction d'eau souterraine, installations de traitement d'huile lourde et de sables bitumineux,

- (salt, graphite, gypsum, magnesite, limestone, clay, asbestos), and industrial facilities (pulp mills, pulp and paper mills, steel mills, metal smelters, leather tanneries, textile mills and facilities for the manufacture of chemicals, pharmaceuticals, pressure-treated wood, particleboard, plywood, chemical explosives, lead-acid batteries and respirable mineral fibres).
4. The entry for tidal power generating facilities has been amended to include a threshold of 50 megawatts for in-stream facilities. The current threshold of 5 megawatts has been retained for other types of tidal power generating facilities, such as tidal barrage facilities.
 5. The entry for liquefied natural gas storage facilities has been modified to increase the threshold size by approximately 10%.
 6. Rare earth element mines, which were covered by the general entry for metal mines, have been included in the same entry as gold mines, which have a lower ore production capacity threshold of 600 tonnes per day.
 7. The separate entry for offshore metal mines has been deleted. This type of project is instead covered by the general entry for metal mines.
 8. The entries for mine expansions have been modified to relate the size of the expansion to an increase in the area of disturbance rather than referring only to production capacity.
 9. The entry for stone quarries and sand and gravel pits has been modified to increase the threshold size from 1 million tonnes per year to 3.5 million tonnes per year.
 10. The entries for expansions, with the exception of dams and dykes, have been adjusted to use a consistent approach that specifies an increase of 50% or more in size and that the resulting facility must meet or exceed the threshold size for a new facility of that type.
 11. The entry covering the expansion of dams and dykes has been modified to relate the resulting increase in the size of the associated reservoir to the size of the existing reservoir (i.e. the reservoir must increase by 50% or more and at least 1 500 ha).
 12. The entry covering the expansion of facilities for the treatment, incineration, disposal or recycling of hazardous waste has been modified to relate the expansion size to the hazardous waste input capacity of the facility rather than the production capacity.
 13. The entries related to offshore oil or gas production facilities have been modified to improve clarity by precisely identifying the types of facilities that are covered.
 14. The entries for offshore pipelines have been modified to clarify that flowlines are not included.
 15. The entries related to National Defence activities have been modified to remove expansions of existing buildings on a military base or station, to increase the threshold requirement for expansions of a military base or station, and to specify that the Regulations do not apply to activities of a temporary nature.
 16. The entries for CNSC-regulated activities have been updated to reflect the CNSC's current licensing practices, to include the construction of all reactor types, and to provide clarification of terms.
 17. The entry for NEB-regulated pipelines (other than offshore pipelines) has been modified to align with the NEB's regulatory process requirements under its legislation, by reducing the threshold from 75 km on a new right-of-way to 40 km of new pipe whether or not it is on a new right-of-way.
- lignes de transport d'électricité et pipelines (à l'exception des pipelines situées au large des côtes) non réglementés par l'ONE, mines de potasse et autres mines de minerais industrielles (sel, graphite, gypse, magnésite, pierre à chaux, argile, amiante), installations industrielles (fabriques de pâtes ou de pâtes et papiers, aciéries, fonderies, tanneries, usines de textiles ainsi que les installations de fabrication de produits chimiques, de produits pharmaceutiques, de bois traité sous pression, de panneaux de particules, de contreplaqué, d'explosifs chimiques, d'accumulateurs au plomb et de fibres minérales inhalables).
4. L'inscription portant sur les installations de production d'énergie marémotrice a été modifiée pour inclure un seuil de 50 mégawatts pour les installations hydroliennes. Le seuil de 5 mégawatts est maintenu pour les autres types d'installations de production d'énergie marémotrice comme les barrages marémoteurs.
 5. L'inscription portant sur les installations de stockage du gaz naturel liquéfié a été modifiée afin d'augmenter le seuil d'environ 10 %.
 6. Les mines d'élément de terres rares, qui étaient couvertes par l'inscription générale sur les mines métallifères, ont été incluses dans la même inscription que les mines d'or dont le seuil de capacité déclencheur de 600 tonnes par jour est inférieur à celui des mines métallifères.
 7. L'inscription propre aux mines métallifères situées au large des côtes a été supprimée. Ces types de projet seront couverts par l'inscription générale des mines métallifères.
 8. Les inscriptions portant sur l'agrandissement des mines ont été modifiées afin de relier l'ampleur de l'agrandissement à une augmentation de l'aire perturbé plutôt que de référer uniquement à la capacité de production.
 9. L'inscription portant sur les carrières de pierre, de gravier ou de sable a été modifiée pour augmenter le seuil de 1 million de tonnes à 3,5 millions de tonnes par an.
 10. Les inscriptions portant sur les agrandissements, à l'exception des barrages et des digues, ont été modifiées afin d'utiliser une approche cohérente qui requiert que l'agrandissement entraîne une augmentation de 50 % ou plus de la taille de l'installation et que la taille de l'installation qui en résulte atteigne ou dépasse le seuil requis pour une nouvelle installation de ce type.
 11. L'inscription portant sur l'agrandissement des barrages et des digues a été modifiée pour relier l'augmentation de la taille du réservoir associé à celle du réservoir existant (c'est-à-dire, le réservoir doit augmenter de 50 % ou plus et au moins de 1 500 ha).
 12. L'inscription portant sur l'agrandissement des installations pour le traitement, l'incinération, l'élimination ou le recyclage de déchets dangereux a été modifiée pour relier l'ampleur de l'agrandissement à la capacité d'admission de déchets dangereux de l'installation plutôt que de référer à la capacité de production.
 13. Les inscriptions portant sur les installations de production de pétrole ou de gaz situées au large des côtes ont été modifiées pour apporter plus de clarté en précisant quels types d'installations sont couverts.
 14. Les inscriptions portant sur les pipelines au large des côtes ont été modifiées afin de clarifier que les conduites d'écoulement ne sont pas incluses.

15. Les inscriptions portant sur les activités du ministère de la Défense nationale ont été modifiées afin de supprimer les exigences relatives à l'agrandissement de bâtiments situés sur une base ou station militaire, d'augmenter le seuil relatif à l'agrandissement de bases ou stations militaires, et de préciser que le Règlement ne s'applique pas aux activités de nature temporaire.
16. Les inscriptions portant sur les activités réglementées par la CCSN ont été mises à jour pour tenir compte des pratiques actuelles de la CCSN en matière de délivrance de permis, pour y inclure la construction de tous les types de réacteurs et afin d'apporter des précisions sur certains termes.
17. Les inscriptions portant sur les activités réglementées par l'ONE (à l'exception des pipelines au large des côtes) ont été modifiées afin qu'elles correspondent aux exigences du processus réglementaire de l'ONE en vertu de leur législation, en réduisant le seuil des pipelines de 75 km sur une nouvelle emprise à un seuil de 40 km d'un nouveau pipeline peu importe si le pipeline est situé ou non sur une nouvelle emprise.

Definitions

The list of definitions has been modified as follows:

1. Addition of the following terms: area of mine operations, canal, drilling program, exploratory well, flowline.
2. Deletion of the following terms: abandonment, airport, Class IA nuclear facility, Class IB nuclear facility, decommissioning, paper product, pulp, pulp and paper mill, right of way, waste management system, wetland.
3. Revision of the following definitions: marine terminal, water body.

In addition, modifications have been made to improve the clarity and consistency of the wording throughout the Regulations.

The amendments include transitional provisions to cover situations that may arise related to projects that were not "designated projects" under the former Regulations, but which become "designated projects" as a result of the amendments. In this case, the new Regulations apply except if permits have already been issued by a federal authority, the carrying out of the project has already started, or an assessment under the process of another jurisdiction, or under the CNSC or NEB regulatory processes, is already underway. An assessment by another jurisdiction is one conducted by a provincial government, agency or body; a body established under a land claims agreement; or a body established under legislation related to Aboriginal self-government. In addition, the transitional provisions provide that the new Regulations do not apply in respect of any project that was subject to a "screening" type environmental assessment under the former Act which, as a result of the coming into force of CEAA 2012, was not required to be continued and completed.

Regulatory and non-regulatory options considered

Retaining the status quo was not a preferred option since some types of major projects that are considered to have a greater potential for significant adverse environmental effects in areas of federal interest were not covered in the former Regulations; conversely, some items in the former Regulations were associated with

Définitions

Les définitions ont été modifiées comme suit :

1. Ajouter les termes suivants : aire d'exploitation minière, canal, programme de forage, puits d'exploration, conduites d'écoulement.
2. Supprimer les termes suivants : aéroport, désaffectation, emprise, fabrique de pâtes et papiers, fermeture, installation nucléaire de catégorie IA, installation nucléaire de catégorie IB, pâte, produit de papier, emprise, système de gestion des déchets et terres humides.
3. Modifier les définitions suivantes : terminal maritime et plan d'eau.

Par ailleurs, des modifications ont été apportées afin de rendre le texte du Règlement plus clair et uniforme.

Les modifications comprennent des dispositions transitoires permettant de couvrir toute situation pouvant survenir liée à des projets qui n'étaient pas des « projets désignés » dans le Règlement antérieur, mais qui deviennent des « projets désignés » à la suite des modifications. Dans ce cas, le nouveau règlement s'applique sauf si des permis ont déjà été délivrés par une autorité fédérale, la mise en œuvre du projet a déjà commencé, ou encore si une évaluation en vertu du processus d'une autre instance, ou du processus réglementaire de l'ONE ou de la CCSN, est déjà en cours. Une évaluation par une autre instance est une évaluation menée par soit un gouvernement, une agence ou un organisme provinciaux, ou un organisme constitué aux termes d'un accord sur des revendications territoriales ou un organisme constitué par une loi relative à l'autonomie gouvernementale des Autochtones. Par ailleurs, les dispositions transitoires prévoient que le nouveau règlement ne s'applique pas à l'égard d'un projet qui était assujéti à une évaluation environnementale de type « examen préalable » en vertu de l'ancienne loi si, en raison de l'entrée en vigueur de la LCEE 2012, cet examen préalable n'a pas été mené à terme.

Options réglementaires et non réglementaires considérées

Maintenir le statu quo n'était pas une option privilégiée puisque certains types de grands projets qui sont considérés comme étant plus susceptibles de causer des effets environnementaux négatifs importants dans des domaines de compétence fédérale n'étaient pas couverts dans le règlement antérieur; d'un autre côté, certaines

projects that are considered to have a low potential for significant adverse effects regarding matters of federal jurisdiction.

In developing the amendments, consideration was given to a number of factors, such as the flexibility afforded under the CEEA 2012 for the Agency to screen out projects, the administrative burden associated with screening, the authority of the Minister to require that an environmental assessment be conducted of a project that is not described in the Regulations and certainty for the public and proponents about when an assessment will be done.

The aim was to reach a balance between, on the one hand, ensuring that proponents of projects with low or limited potential to adversely impact areas of federal jurisdiction are not unduly burdened with preparing project descriptions and that Agency resources are not unnecessarily used to consider and screen an overly broad pool of projects and, on the other hand, ensuring that the Minister's discretion to designate projects can be used in project-specific circumstances and not as a second standard means to require an environmental assessment of a project.

The approach that was taken achieves this balance. Where the Minister is considering designation of a project owing to its unique characteristics, the proponent will be required to provide the necessary information. This targeted approach will help minimize the regulatory burden compared to requiring a formal project description for all projects of that type. At the same time, the public and proponents of projects described in the Regulations will have a greater degree of certainty that an environmental assessment will be required because screening out by the Agency will be less likely.

Other approaches that relied too heavily on the Agency's discretionary authority to screen out projects or that relied too heavily on the Minister's discretionary authority to designate projects were rejected.

Regulations identifying the physical activities that comprise a "designated project" are essential to the functioning of the CEEA 2012. Consequently, non-regulatory options were not considered.

The amendments support the Government's Responsible Resource Development plan by ensuring the Regulations focus on those major projects with the greatest potential for significant adverse environmental effects on areas of federal jurisdiction.

"One-for-One" Rule

The "One-for-One" Rule does not apply since there is no change in administrative burden to business.

The Regulatory Impact Analysis Statement for the former Regulations, published in the *Canada Gazette*, Part II, on July 18, 2012, indicated that the Regulations triggered the "One-for-One" Rule. Subsequently, the Agency determined, in consultation with the Treasury Board of Canada Secretariat, that although the Regulations may have associated compliance costs they do not impose new administrative burden costs on business.

Any administrative burden that may be associated with the submission of a project description under the CEEA 2012 is related to

inscriptions dans le règlement antérieur se rapportaient à des projets qui sont considérés comme n'ayant qu'un faible risque d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants dans des domaines de compétence fédérale.

Dans le cadre de l'élaboration des modifications, on a tenu compte d'un certain nombre d'éléments, tels que la flexibilité offerte par la LCEE 2012 qui permet à l'Agence d'exclure des projets, le fardeau administratif lié au processus d'examen préalable, le pouvoir conféré à la ministre d'exiger qu'une évaluation environnementale soit réalisée pour un projet qui n'est pas décrit dans le Règlement et la certitude pour le public et les promoteurs de savoir à quel moment une évaluation environnementale sera réalisée.

Le but était d'atteindre un équilibre entre, d'une part, veiller à ce qu'on n'impose pas aux promoteurs de projets qui sont moins susceptibles, ou peu probables, d'avoir un impact négatif dans des domaines de compétence fédérale, le fardeau de préparer des descriptions de projets et que les ressources de l'Agence ne soient pas utilisées inutilement afin d'examiner un trop grand nombre de projets et d'en éliminer et, d'autre part, veiller à ce que le pouvoir de la ministre de désigner des projets puisse être utilisé dans des circonstances particulières liées à un projet et non comme un autre moyen normal d'exiger une évaluation environnementale d'un projet.

L'approche suivie établit cet équilibre. Lorsque la ministre envisage la désignation d'un projet en raison de ses caractéristiques uniques, le promoteur sera tenu de fournir les informations nécessaires. Cette approche ciblée contribuera à réduire le fardeau réglementaire au lieu qu'une description formelle de projet soit exigée pour tous les projets de ce type. Parallèlement, le public et les promoteurs des projets prévus par le Règlement auront un plus grand degré de certitude quant à savoir si une évaluation environnementale sera requise ou non, car les chances que le projet soit exclu par l'Agence seront moins probables.

Les approches qui reposaient trop sur le pouvoir discrétionnaire accordé à l'Agence d'éliminer certains projets ou qui s'appuyaient trop sur le pouvoir discrétionnaire conféré à la ministre de désigner des projets ont été rejetées.

Un règlement qui définit les activités concrètes qui constituent un « projet désigné » est essentiel au fonctionnement de la LCEE 2012. Par conséquent, des options non réglementaires n'ont pas été envisagées.

Les modifications apportées au Règlement appuient le plan de Développement responsable des ressources du gouvernement en mettent l'accent sur les projets les plus susceptibles d'entraîner des effets environnementaux négatifs dans des domaines de compétence fédérale.

Règle du « un pour un »

La règle du « un pour un » ne s'applique pas puisqu'il n'y a pas de changement dans le fardeau administratif pour les entreprises.

Le Résumé de l'étude d'impact de la réglementation du règlement antérieur, publié dans la Partie II de la *Gazette du Canada*, le 18 juillet 2012, indiquait que le Règlement déclenchait la règle du « un pour un ». Par la suite, l'Agence, après avoir consulté le Secrétaire du Conseil du Trésor du Canada, a déterminé qu'en dépit du fait que des coûts de conformité peuvent être associés au Règlement, celui-ci n'impose aux entreprises aucun nouveau fardeau administratif.

Tout fardeau administratif qui peut être lié à la présentation d'une description de projet en vertu de la LCEE 2012 est afférent

the *Prescribed Information for the Description of a Designated Project Regulations*.

Small business lens

The small business lens does not apply to this proposal.

Consultation

1. Prior to the publication of the proposed Regulations Amending the Regulations Designating Physical Activities in the Canada Gazette, Part I

Following the coming into force of the CEEA 2012 on July 6, 2012, the Agency met with provinces and territories, industry groups, national Aboriginal organizations and environmental groups in relation to the new legislation and invited views on whether amendments to the Regulations should be made. By August 31, 2012, the Agency had received 45 individual submissions from stakeholder groups, as well as form letters from the public identifying issues of concern. The Agency did not receive any submissions from the national Aboriginal organizations.

Concerns were raised about the appropriate range of physical activities to include in the Regulations. Several industry associations were concerned about the inclusion of activities that had not required an environmental assessment under the former *Canadian Environmental Assessment Act*, which, in their view, indicated that these activities result in little or no impact on matters of federal jurisdiction. Some provinces indicated that the Regulations should only include activities where there is a clear federal interest, specifically transboundary projects, interprovincial and international projects, projects on federal land, projects with federal funding and projects of national significance (e.g. related to national security). On the other hand, environmental groups indicated that a broad and inclusive approach should be adopted to ensure all projects that may cause significant environmental effects, including cumulative effects, are at least subject to the screening process under the CEEA 2012 to determine if an environmental assessment is warranted.

In relation to the list of physical activities set out in the schedule to the Regulations, the main issues raised were

- adding new entries for diamond mines, offshore exploratory drilling, offshore seismic testing, bridges, and wind power facilities;
- revising, removing or retaining the existing entry for ground water withdrawal facilities;
- revising the existing entry for tidal power projects; and
- the appropriate treatment of oil sands projects (including *in situ* oil sands projects), industrial facilities, linear projects (pipelines, all-season public highways and electrical transmission lines), and expansions (particularly mine expansions).

Some comments from environmental groups also spoke to adding all mines (i.e. without reference to a threshold), aquaculture projects, transportation of radioactive waste, oil and gas hydraulic

au *Règlement sur les renseignements à inclure dans la description d'un projet désigné*.

Lentille des petites entreprises

La lentille des petites entreprises ne s'applique pas à ce règlement.

Consultation

1. Avant la publication du Règlement modifiant le Règlement désignant les activités concrètes dans la Partie I de la Gazette du Canada

Après l'entrée en vigueur de la LCEE 2012 le 6 juillet 2012, l'Agence s'est réunie avec les provinces et les territoires, les groupes industriels, les organisations nationales autochtones et les groupes environnementaux concernant la nouvelle législation et les a invités à donner leur opinion quant à la nécessité d'apporter des modifications au Règlement. Le 31 août 2012, l'Agence a reçu 45 observations écrites de groupes d'intervenants, ainsi que des lettres types envoyées par le grand public dans lesquelles des sujets de préoccupation ont été soulevés. L'Agence n'a reçu aucune observation écrite des organisations nationales autochtones.

Des préoccupations ont été soulevées quant à l'éventail des activités concrètes à inclure dans le Règlement. Plusieurs associations de l'industrie ont soulevé des préoccupations concernant l'inclusion des activités qui n'avaient pas déclenché une évaluation environnementale en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* antérieure. À leur avis, ceci indiquait que ces types d'activités entraînent peu ou aucun impact dans des domaines de compétence fédérale. Certaines provinces ont indiqué que le Règlement devrait comprendre uniquement les activités envers lesquelles il y a un intérêt fédéral manifeste, particulièrement les projets transfrontaliers, interprovinciaux et internationaux, les projets se déroulant sur le territoire domaniale, les projets financés par le gouvernement fédéral et les projets d'importance nationale (par exemple liés à la sécurité nationale). D'autre part, les groupes environnementaux ont indiqué qu'il fallait adopter une approche large et inclusive afin que tous les projets pouvant entraîner des effets environnementaux importants, y compris des effets cumulatifs, soient au moins soumis au processus de l'examen préalable en vertu de la LCEE 2012 pour déterminer si une évaluation environnementale est justifiée.

En ce qui concerne la liste des activités concrètes prévues à l'annexe du Règlement, les principales questions soulevées portaient :

- sur l'ajout de nouvelles inscriptions pour inclure les mines de diamants, le forage exploratoire au large des côtes, les essais sismiques en mer, les ponts et les installations d'énergie éolienne;
- la modification, la suppression ou le maintien de l'inscription portant sur les installations d'extraction d'eau souterraine;
- la modification de l'inscription portant sur les projets d'énergie marémotrice;
- la façon appropriée de traiter les projets de sable bitumineux (y compris les projets de sable bitumineux *in situ*), les installations industrielles, les projets linéaires (pipelines, routes publiques en toutes saisons et lignes de transport d'électricité), et les inscriptions portant sur l'agrandissement de projet (particulièrement l'agrandissement des mines).

Certains commentaires des groupes environnementaux portaient sur l'ajout de toutes les mines (c'est-à-dire sans aucune référence à un seuil), des projets d'aquaculture, du transport de déchets

fracturing, and large-scale forestry operations, as well as to ensuring the inclusion of underwater power cables. Additional issues raised by some provinces included the appropriate treatment of fossil fuel-fired electrical generating facilities and potash mines.

Over 200 form letters were submitted by members of the public, environmental groups and Aboriginal groups expressing support for the addition of offshore oil and gas exploration projects and seismic testing.

In addition, the Agency received over 1 800 form letters from members of the public in support of adding an entry for the shipment of radioactive waste. The shipping of radioactive waste is subject to extensive review under the federal regulatory framework, including the *Nuclear Safety and Control Act* (NSCA). The regulatory process under the NSCA includes protection of human health and the environment, and provides opportunities for public participation and participant funding. All major projects that are regulated by the CNSC are covered in the amendments to the Regulations.

Concerns were also raised about the use of thresholds to capture only larger projects and how those thresholds are designed. Environmental groups expressed concern about situations of project splitting: proponents designing projects to be just under the threshold and using incremental expansions to avoid the requirement for an environmental assessment. They were also concerned about using thresholds related to the size of a project (e.g. production capacity) since, in their view, small-scale projects can have significant impacts if located in a sensitive area.

A number of stakeholders also expressed concern about the “life cycle” wording used in the Regulations (i.e. the “construction, operation, decommissioning and abandonment” of a facility) indicating that, in their view, the intent of this wording should be clarified.

2. Comments on the proposed Regulations Amending the Regulations Designating Physical Activities

The proposed *Regulations Amending the Regulations Designating Physical Activities* and the related Regulatory Impact Analysis Statement were publicly released on the Agency’s Web site on April 12, 2013, and subsequently published in the *Canada Gazette*, Part I, on April 20 for a 30-day public comment period. The public comment period closed on May 20, 2013. The Agency received 51 submissions from interested stakeholders, Aboriginal groups, and members of the public.

In general, members of the public, environmental groups and Aboriginal groups expressed concern about the removal of any project type from the Regulations. They suggested that all entries be retained and that a number of other project types be added (e.g. aquaculture, offshore wind farms, oil sands projects, projects on federally protected lands). In addition, concerns were raised with proposed increases in the thresholds and with the use of thresholds in general, with some suggesting that all projects of certain types (e.g. mines) be included. Aboriginal groups raised concerns about the impacts on consultation if fewer environmental assessments are conducted. Various groups noted concern with the lack of detailed

radioactifs, de la fracturation hydraulique pour l’exploitation pétrolière et gazière, de l’exploitation forestière à grande échelle et des câbles d’énergie sous l’eau. D’autres questions ont été soulevées par certaines provinces concernant le traitement approprié des centrales électriques alimentées par des combustibles fossiles et des mines de potasse.

Les membres du public, les groupes environnementaux et les groupes autochtones ont envoyé plus de 200 lettres types dans lesquelles ils expriment leur soutien à l’ajout des projets d’exploration pétrolière et gazière au large des côtes et des essais sismiques en mer.

En outre, l’Agence a reçu plus de 1 800 lettres types des membres du public pour appuyer l’ajout d’une inscription sur le transport de déchets radioactifs. Le transport de déchets radioactifs est soumis à un examen approfondi dans le cadre de la réglementation fédérale, y compris la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (LSRN). Le processus réglementaire en vertu de la LSRN comprend la protection de la santé humaine et de l’environnement, et offre des possibilités de participation du public et d’aide financière aux participants. Tous les projets de grande envergure qui sont réglementés par la CCSN sont inclus dans les modifications au Règlement.

Des préoccupations ont également été soulevées quant à l’utilisation des seuils pour y inclure seulement les plus grands projets et sur la manière dont ces seuils sont conçus. Des groupes environnementaux ont soulevé des préoccupations à propos du fractionnement de projets, c’est-à-dire lorsque les promoteurs conçoivent leurs projets de manière à se trouver juste sous le seuil et recourent à des agrandissements graduels afin d’éviter de devoir effectuer une évaluation environnementale. Les groupes environnementaux étaient également préoccupés par le fait que les seuils soient liés à la taille d’un projet (par exemple la capacité de production) étant donné que, selon eux, les petits projets pourraient également avoir des impacts importants s’ils sont réalisés dans une zone sensible.

Un certain nombre d’intervenants ont également soulevé des préoccupations concernant la formulation relative au « cycle de vie » dans le Règlement (c’est-à-dire « la construction, l’exploitation, la désaffectation et la fermeture » d’une installation). Selon eux, l’objectif de cette formulation devrait être précisé.

2. Commentaires relatifs au Règlement modifiant le Règlement désignant les activités concrètes proposé

Le *Règlement modifiant le Règlement désignant les activités concrètes* proposé ainsi que le Résumé de l’étude d’impact de la réglementation ont été d’abord publiés sur le site Web de l’Agence le 12 avril 2013 et ensuite dans la Partie I de la *Gazette du Canada* le 20 avril pour une période de consultation publique de 30 jours. La période de consultation publique a pris fin le 20 mai 2013. L’Agence a reçu 51 observations écrites des intervenants intéressés, des groupes autochtones et des membres du public.

En général, les membres du public, les groupes environnementaux et les groupes autochtones ont exprimé leur inquiétude quant à l’élimination de tout type de projet du Règlement. Ils ont suggéré de conserver toutes les inscriptions et que plusieurs autres types de projet soient ajoutés (par exemple les projets d’aquaculture, de parcs éoliens situés au large des côtes, de sables bitumineux et des projets situés sur des terres protégées par le gouvernement fédéral). En outre, des préoccupations ont été exprimées concernant les augmentations de seuils proposées et l’utilisation de seuils en général. Certains ont suggéré que tous les projets d’un certain type (par exemple les mines) soient inclus. Les groupes autochtones ont

rationale in the Regulatory Impact Analysis Statement to support the proposed changes, and there were comments about the Government's overall direction with respect to environmental policy and legislative changes.

Industry indicated support for the proposed removals (e.g. industrial minerals, intra-provincial pipelines and electrical transmission lines). Some industry associations indicated that the proposed changes addressed their concerns. There were some further requests for removal of entries, in particular stone quarries and sand and gravel pits. With respect to tidal power projects, there was general support for the proposal to treat in-stream projects separately from other types of tidal power technologies; however, there were differing views regarding the appropriate threshold to use. Industry also expressed concern about fossil fuel-fired electrical generating facilities, indicating that a distinction should be made between the types of fossil fuels used, with a higher threshold for fuels such as natural gas compared to that for oil or coal.

In general, provinces were supportive of the proposed changes, though Ontario raised concerns about the removal of some types of projects, such as industrial facilities, and the potential for regulatory gaps where no federal environmental assessment will be required in that province (given that the provincial environmental assessment legislation does not generally apply to private sector proposals). Nova Scotia indicated support for the proposed change to the entry for tidal power projects, while Saskatchewan supported the removal of potash mines. Alberta and Ontario raised concern with the retention of the entry for sand and gravel quarries, while Ontario and Saskatchewan raised concern about the retention of all-season public highways.

Changes as a result of consultation

The Agency received comments from industry associations and companies regarding the continued inclusion of the entry related to stone quarries and sand and gravel pits. They expressed concern that many projects would be subject to CEAA 2012 that would not have been subject to an environmental assessment under the former Act, and pointed to the differences between these types of projects and other types of mines. Environmental groups supported the continued inclusion of this item, indicating that these types of projects use large land areas and can have hydrological and hydrogeological impacts, and thus have an impact on areas of federal jurisdiction. The entry for this type of project has been retained; however, the threshold has been increased from a production capacity of 1 million tonnes per year to 3.5 million tonnes per year. Unlike some other types of mines, these projects do not generate the waste rock or tailings that are often linked to potential adverse environmental effects in areas of federal jurisdiction, making a higher threshold appropriate.

soulevé des préoccupations quant aux impacts sur la consultation si moins d'évaluations environnementales sont réalisées. Divers groupes ont noté des préoccupations quant à l'absence d'une justification détaillée dans le Résumé de l'étude d'impact de la réglementation pour appuyer les modifications proposées. Il y avait également des commentaires sur l'orientation générale du gouvernement en ce qui concerne les politiques environnementales et les modifications législatives.

L'industrie s'est montrée favorable aux suppressions proposées (par exemple les minéraux industriels, les pipelines et les lignes de transport d'électricité intraprovinciaux). Certaines associations industrielles ont indiqué que les changements proposés répondaient à leurs préoccupations. Il y avait d'autres demandes de suppression d'inscriptions, en particulier les carrières de pierre, de gravier et de sable. En ce qui concerne les projets d'énergie marémotrice, il y avait un soutien général quant à la proposition de traiter les hydroliennes séparément des autres types de technologies d'énergie marémotrice; toutefois, il y avait divers points de vue quant au seuil approprié à utiliser. L'industrie a également exprimé des préoccupations concernant les installations de production d'électricité alimentées par un combustible fossile, indiquant qu'une distinction quant aux seuils entre les différents types de combustibles fossiles devrait être faite, avec un seuil plus élevé pour certains combustibles tels que le gaz naturel par rapport à celui du pétrole ou du charbon.

En général, les provinces étaient favorables aux modifications proposées, bien que l'Ontario ait soulevé des préoccupations au sujet de la suppression de certains types de projets (comme les installations industrielles) et au sujet des lacunes réglementaires potentielles dans le cas où aucune évaluation environnementale fédérale ne soit pas requise dans cette province (étant donné que la législation provinciale en matière d'évaluation environnementale ne s'applique généralement pas aux projets du secteur privé). La Nouvelle-Écosse appuie la modification proposée en ce qui concerne l'inscription des projets d'énergie marémotrice, tandis que la Saskatchewan a appuyé la suppression des mines de potasse. L'Alberta et l'Ontario ont soulevé des préoccupations relatives à la conservation de l'inscription des carrières de sable et de gravier, et l'Ontario et la Saskatchewan ont soulevé des préoccupations concernant la conservation des voies publiques utilisables en toutes saisons.

Modifications à la suite de la consultation

L'Agence a reçu des commentaires des associations industrielles et des entreprises au sujet de l'inclusion continue de l'inscription reliée aux carrières de pierre, de gravier et de sable. Ils craignent que plusieurs projets soient assujettis à la LCEE 2012 alors qu'ils n'auraient pas fait l'objet d'une évaluation environnementale en vertu de l'ancienne loi et ont souligné les différences entre ces types de projets et les autres types de mines. Les groupes environnementaux ont été favorables à l'inclusion continue de cette inscription, indiquant que ces types de projets utilisent de grandes superficies et peuvent avoir des impacts hydrologiques et hydrogéologiques, en conséquence, ces projets ont un impact dans les domaines de compétence fédérale. L'inscription de ce type de projet a été retenue; toutefois, le seuil relatif à la capacité de production a été porté de 1 million de tonnes à 3,5 millions de tonnes par an. Contrairement à d'autres types de mines, ces types de projets ne produisent pas des résidus miniers et des stériles, qui sont souvent liés aux risques d'effets environnementaux négatifs dans des domaines de compétence fédérale; par conséquent, un seuil plus élevé est approprié.

The entries in the Regulations related to offshore oil and gas development projects (offshore exploratory drilling, offshore production facilities, and offshore pipelines) as well as the definition of “offshore,” received many comments, primarily from industry but also from provinces, the two Atlantic offshore boards (joint federal and provincial organizations), and an Aboriginal group. Comments noted that these entries were not clearly worded, which could result in confusion over which projects were subject to CEAA 2012, inconsistent application, and the inclusion of projects that have low potential for adverse environmental effects. In addition, comments indicated that the definition of “offshore” should be retained.

Modifications to the offshore oil and gas items were made to clarify what activities are and are not covered. The entries for offshore exploratory drilling were modified to clarify that they apply to those exploratory wells that are part of the first drilling program proposed in one or more exploration licence areas. The entries for offshore oil or gas production facilities were revised to clearly specify which types of facilities are covered (i.e. an offshore floating or fixed platform, vessel or artificial island that is used for the production of oil or gas). Clarification for the offshore pipeline entries was achieved by specifying that these entries do not include “flowlines,” to ensure that they only cover major projects. The definition of “offshore” has been retained to ensure it is clear that “offshore” applies only to those areas in which activities are regulated under the *Canada Oil and Gas Operations Act*, the *Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act* or the *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act*.

In response to comments from industry, the entry for railway yards was modified to refer to “yard tracks” rather than “sidings” to better reflect the terminology used in that sector. A comment was received from the nuclear industry indicating that the terminology in the entry related to facilities for the storage of nuclear waste should be the same as is used in the regulations that govern those facilities. As a result, the term “licensed boundaries” was replaced with “licensed perimeter.” This modification does not change the scope of application of the item.

The transitional provision providing that the amended Regulations do not apply if an assessment of the project under another process is already underway was also modified to clarify its application. The provision applies when an assessment of the environmental effects has already been commenced or completed by a provincial government or body, a body established under a land claims agreements or legislation that relates to the self-government for Aboriginal peoples, the CNSC or the NEB. The provision does not apply to the processes of other federal authorities.

All the comments were taken into consideration in developing the revised schedule to focus on major projects that involve physical activities that have the greatest potential to result in

Les inscriptions dans le Règlement portant sur les projets de développement et d’exploration pétrolière et gazière au large des côtes (forage exploratoire, installation de production et pipeline au large des côtes) ainsi que la définition de « au large des côtes » ont suscité de nombreux commentaires, principalement de l’industrie, mais aussi des provinces, des deux offices des hydrocarbures extracôtiers de l’Atlantique (organisations fédérales et provinciales conjointes) et d’un groupe autochtone. Les commentaires ont indiqué que ces inscriptions n’étaient pas clairement formulées, ce qui pourrait entraîner une certaine confusion sur quels projets sont soumis à la LCEE 2012, une application irrégulière de ces inscriptions, et l’inclusion de projets qui ne sont pas susceptibles de causer des effets environnementaux importants. De plus, les commentaires ont indiqué que la définition de « au large des côtes » devait être conservée.

Des modifications ont été apportées aux inscriptions portant sur les projets de développement et d’exploration pétrolière et gazière au large des côtes afin de rendre plus claire quelles sont les activités qui sont ou ne sont pas comprises. Les inscriptions relatives au forage exploratoire au large des côtes ont été modifiées afin de clarifier qu’elles s’appliquent aux puits d’exploration qui font partie du premier programme de forage proposé dans une zone visée par un ou plusieurs permis de prospection. Les inscriptions relatives aux installations de production de pétrole ou de gaz situées au large des côtes ont été modifiées afin de préciser quels types d’installations sont visés (c’est-à-dire une plate-forme flottante ou fixe, un navire ou une île artificielle au large des côtes utilisé pour la production de pétrole ou de gaz). Les inscriptions portant sur les pipelines au large des côtes ont été clarifiées afin de s’assurer que ces inscriptions ne comprennent pas les « conduites d’écoulement ». La définition du terme « au large des côtes » est retenue afin de clarifier que « au large des côtes » s’applique seulement aux zones dans lesquelles les activités sont réglementées par la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, la *Loi de mise en œuvre de l’Accord atlantique Canada-Terre-Neuve* ou la *Loi de mise en œuvre de l’Accord Canada-Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*.

En tenant compte des commentaires formulés par l’industrie, l’inscription portant sur les gares de triage a été modifiée pour faire référence à des « voies de triage » plutôt que des « voies d’évitement », puisqu’il s’agit de la terminologie couramment utilisée par l’industrie. Un commentaire a été reçu de l’industrie nucléaire, indiquant que la terminologie utilisée dans l’inscription reliée aux installations de stockage des déchets nucléaires doit être la même que celle utilisée dans le règlement qui régit ces installations. Ainsi, le terme « limites autorisées » a été remplacé par « périmètre autorisé ». Cette modification ne change pas le champ d’application de l’inscription.

La disposition transitoire qui prévoit que le règlement modifié ne s’applique pas si une évaluation d’un projet sous un autre processus a déjà été commencée a également été modifiée. La disposition s’applique lorsqu’une évaluation des effets environnementaux a déjà été commencée ou menée à terme par un gouvernement ou un organisme provincial, un organisme constitué aux termes d’un accord sur des revendications territoriales ou par une loi relative à l’autonomie gouvernementale des Autochtones, ou par l’ONE ou la CCSN. La disposition ne s’applique pas au processus des autres autorités fédérales.

Tous les commentaires ont été pris en compte lors de l’élaboration de l’annexe révisée en vue de mettre l’accent sur les grands projets qui contiennent les activités concrètes les plus susceptibles

significant adverse environmental effects in areas of federal jurisdiction. The rationale for the amendments to the Regulations is outlined in the following section.

Rationale

The main purpose of the amendments is to ensure the Regulations are aligned with the objectives of the CEEA 2012 in support of the Government's plan for Responsible Resource Development. Accordingly, the amendments to the Regulations ensure federal environmental assessment requirements are focussed on those major projects that have the greatest potential for significant adverse environmental effects in areas of federal jurisdiction. Physical activities that typically have minimal impacts on areas of federal jurisdiction have been removed.

The Regulations must be designed in consideration of the structure of the CEEA 2012. A key element of the CEEA 2012 is the Minister's authority to designate a project that includes physical activities not in the Regulations. This provision recognizes that there may be occasional situations where the specific instance of a physical activity has a unique impact on the environment. If the physical activity is expected to have the potential for significant adverse environmental effects on areas of federal jurisdiction in most situations, then the physical activity is included in the Regulations. However, if the physical activity is not expected to have the potential for significant adverse environmental effects, except in limited circumstances, then it has not been included. The Minister's authority to designate can be used, if warranted, in such circumstances. This approach allows the Government to protect the environment in those areas where attention is warranted. Should the Minister be designating physical activities associated with certain types of projects on a regular basis, the Minister can consider amendments to the Regulations in the future to include those activities.

In addition, the amendments ensure the Regulations are as clear and consistent as possible with respect to the descriptions of physical activities, the treatment of expansions, the application to the project life cycle and key terms.

In the first year that the CEEA 2012 was in force, 29 environmental assessments were commenced. It is not possible to predict with certainty the number of projects that will be subject to the CEEA 2012 in the future since project volumes are driven by economic conditions and other considerations that inform proponent decisions. However, taken together, the amendments are not expected to significantly affect the total number of projects that are subject to the CEEA 2012 annually. The impact of the amendments will be to shift the potential requirement for a federal environmental assessment from the proponents of those project types with physical activities that have been removed from the Regulations and on to the proponents of those projects with physical activities which have been added.

Implementation, enforcement and service standards

Under the CEEA 2012, unless either the Agency has determined that an environmental assessment is not required or a decision statement has been issued and the proponent is acting in accordance with the conditions of that decision statement, the proponent

de causer des effets environnementaux négatifs importants dans des domaines de compétence fédérale. La justification des modifications au Règlement est décrite dans la partie qui suit.

Justification

L'objectif principal des modifications est de faire en sorte que le Règlement réponde adéquatement aux objectifs de la LCEE 2012 à l'appui du plan gouvernemental de Développement responsable des ressources. Par conséquent, les modifications au Règlement assurent que les exigences fédérales en matière d'évaluation environnementale portent principalement sur les projets de grande envergure qui sont les plus susceptibles de causer des effets environnementaux négatifs importants dans les domaines de compétence fédérale. Les activités concrètes qui ordinairement ont peu d'impact dans des domaines de compétence fédérale ont été supprimées.

Le Règlement doit être élaboré en tenant compte de la structure de la LCEE 2012. Un élément clé de la LCEE 2012 est l'autorité conférée à la ministre de l'Environnement de désigner un projet qui contient des activités concrètes non prévues dans le Règlement. Cette disposition reconnaît qu'il peut y avoir certains cas où les circonstances particulières d'une activité concrète ont un impact unique sur l'environnement. Si une activité concrète est susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants dans des domaines de compétence fédérale dans la plupart des situations, l'activité concrète est incluse dans le Règlement. Toutefois, si une activité concrète n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants, sauf dans des circonstances limitées, alors elle n'a pas été incluse. Le pouvoir de la ministre de la désigner peut être utilisé si les circonstances le justifient. Cette approche permet au gouvernement d'assurer la protection de l'environnement là où une attention plus soutenue est nécessaire. Dans le cas où la ministre doit régulièrement désigner des activités concrètes liées à certains types de projet, la ministre peut envisager de modifier le Règlement à une date ultérieure afin d'y ajouter ces activités concrètes.

Par ailleurs, les modifications permettent d'assurer que le Règlement est aussi clair et cohérent que possible quant à la description des activités concrètes, au traitement des agrandissements, à l'application du cycle de vie d'un projet et aux termes clés.

Dans la première année que la LCEE 2012 était en vigueur, 29 évaluations environnementales ont été commencées. Il n'est pas possible de prédire avec certitude le nombre de projets qui seront assujettis à la LCEE 2012 à l'avenir étant donné que le nombre de projets dépend des conditions économiques et d'autres considérations qui éclairent les décisions des promoteurs. Toutefois, l'ensemble des modifications ne devrait pas affecter de manière significative le nombre total de projets qui sont assujettis à la LCEE 2012 chaque année. L'impact des modifications sera de déplacer l'exigence éventuelle de la réalisation d'une évaluation environnementale fédérale des promoteurs des types de projets contenant les activités concrètes qui ont été supprimées du Règlement aux promoteurs de projets contenant des activités concrètes qui ont été ajoutées.

Mise en œuvre, application et normes de service

En vertu de la LCEE 2012, à moins que l'Agence ait déterminé qu'une évaluation environnementale n'est pas nécessaire ou qu'une déclaration de décision ait été émise et que le promoteur agisse conformément aux conditions énoncées dans cette déclaration, il

is prohibited from carrying out any part of a designated project that will result in

- effects on fish and fish habitat, shellfish and their habitat, crustaceans and their habitat, marine animals and their habitat, marine plants, and migratory birds;
- effects on federal lands;
- effects that cross provincial or international boundaries; and
- effects of any changes to the environment that affect Aboriginal peoples, such as their use of lands and resources for traditional purposes.

In addition, a federal authority is prohibited from issuing a permit or authorization for a designated project that requires an environmental assessment under the CEAA 2012 unless a decision statement has been issued for the project. The decision statement issued at the end of the environmental assessment includes enforceable conditions with which a proponent must comply. The CEAA 2012 includes enforcement provisions designed to ensure compliance with the requirements of the legislation.

At the time of the coming into force of the amendments, if a project description had been submitted or if an environmental assessment had commenced under the CEAA 2012 of a project involving a physical activity removed from the Regulations (and none that has been retained or added), the screening process or the environmental assessment was terminated because the project was no longer a “designated project.” Other federal permitting and approvals processes continue to apply. If the project is located on federal lands, CEAA 2012 requires that before federal authorities make any decision that would allow the project to proceed, they must determine whether it is likely to cause significant adverse environmental effects.

For the reverse situation (cases where a project was not a “designated project” under the former Regulations but is a “designated project” as a result of the amendments), the new Regulations apply except if permits have already been issued by a federal authority, the carrying out of the project has already started, or an assessment under the process of another jurisdiction, or under the CNSC or NEB regulatory processes, is already underway. An assessment by another jurisdiction, in this case, is limited to one conducted by a provincial government, agency or body; a body established under a land claims agreement; or a body established under legislation related to Aboriginal self-government. This approach will prevent delays and duplication for projects that had been proceeding in good faith under the former Regulations. In addition, the transitional provisions provide that the new Regulations do not apply in respect of any project that was subject to a “screening” type environmental assessment under the former Act which, as a result of the coming into force of CEAA 2012, was not required to be continued and completed.

The Minister of the Environment can designate persons to enforce and verify compliance with the CEAA 2012. If a designated person believes that there is a contravention of the CEAA 2012, they may order the contravener to stop doing anything that is in non-compliance with the CEAA 2012 and to take measures that are necessary to comply with the Act or to mitigate the effects of non-compliance.

The Agency will promote and monitor compliance with the CEAA 2012 and its regulations. The responsible authorities will

est interdit à un promoteur de mettre en œuvre toute partie d'un projet désigné qui entraînera des effets :

- sur les poissons et l'habitat du poisson, les mollusques et leur habitat, les crustacés et leur habitat, les animaux marins et leur habitat, toute plante marine, et les oiseaux migrateurs;
- sur le territoire domanial;
- qui dépassent les frontières provinciales ou internationales;
- des changements causés à l'environnement qui affectent les peuples autochtones comme leur usage des terres et des ressources à des fins traditionnelles.

En outre, il est interdit à une autorité fédérale de délivrer un permis ou une autorisation pour un projet désigné qui nécessite une évaluation environnementale en vertu de la LCEE 2012, sauf si une déclaration a été émise pour le projet. La déclaration émise à l'issue de l'évaluation environnementale comprend des conditions exécutoires auxquelles le promoteur doit satisfaire. La LCEE 2012 comprend des dispositions de contrôle d'application de la Loi visant à assurer le respect des exigences de la législation.

Au moment de l'entrée en vigueur du règlement modifié, si une description de projet avait été soumise ou si une évaluation environnementale avait été commencée en vertu de la LCEE 2012 pour un projet désigné qui comprend une activité concrète retirée du Règlement (et aucune qui a été retenue ou ajoutée), le processus d'examen préalable ou l'évaluation environnementale, selon le cas, est arrêté, car le projet n'est plus considéré comme étant un « projet désigné ». Les autres processus de délivrance de permis et d'autorisations fédérales continuent de s'appliquer. Si le projet est situé sur un territoire domanial, la LCEE 2012 exige que les autorités fédérales déterminent si le projet est susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants avant de prendre toute décision qui permettrait la mise en œuvre du projet.

À l'inverse (dans le cas où un projet n'était pas « un projet désigné » en vertu du règlement antérieur, mais est un « projet désigné » à la suite des modifications), le nouveau règlement s'applique sauf si un permis ou une autorisation a déjà été délivré par une autorité fédérale, la mise en œuvre du projet a été entamée ou une évaluation dans le cadre d'un processus d'une autre instance, ou du processus réglementaire de l'ONE ou de la CCSN, est en cours. Une évaluation par une autre instance est, dans ce cas, limitée à une évaluation réalisée par un gouvernement, une agence ou un organisme provinciaux, un organisme constitué aux termes d'un accord sur des revendications territoriales ou un organisme constitué par une loi relative à l'autonomie gouvernementale des Autochtones. Cette approche permettra d'éviter les retards et les chevauchements pour les projets dont la mise en œuvre s'est poursuivie de bonne foi en vertu du règlement antérieur. Par ailleurs, les dispositions transitoires prévoient que le nouveau règlement ne s'applique pas à l'égard d'un projet qui était assujéti à une évaluation environnementale de type « examen préalable » en vertu de l'ancienne loi si, en raison de l'entrée en vigueur de la LCEE 2012, cet examen préalable n'a pas été mené à terme.

La ministre de l'Environnement peut désigner des personnes pour faire appliquer et vérifier la conformité à la LCEE 2012. Si une personne désignée estime qu'il y a violation de la LCEE 2012, elle peut ordonner au contrevenant de cesser de faire tout ce qui est non conforme à la LCEE 2012 et de prendre des mesures qui sont nécessaires pour se conformer à la Loi ou afin d'atténuer les effets de non-conformité.

L'Agence encouragera et surveillera l'application de la LCEE 2012 et de ses règlements. Les autorités responsables vont assurer

verify compliance with conditions in the decision statements of designated projects for which they are the responsible authority.

The Regulations will be reviewed periodically, in accordance with the Cabinet Directive on Regulatory Management, to ensure they remain consistent with government priorities.

Contact

John McCauley, CMA
Director
Legislative and Regulatory Affairs
Canadian Environmental Assessment Agency
160 Elgin Street, 22nd Floor
Ottawa, Ontario
K1A 0H3
Telephone: 613-948-1785
Fax: 613-957-0897
Email: Regulations@ceaa-acee.gc.ca

le respect des conditions énoncées dans la déclaration des projets désignés dont ils sont l'autorité responsable.

Le Règlement sera révisé périodiquement, conformément à la Directive du Cabinet sur la gestion de la réglementation, pour garantir qu'il demeure conforme aux priorités du gouvernement.

Personne-ressource

John McCauley, CMA
Directeur
Affaires législatives et réglementaires
Agence canadienne d'évaluation environnementale
160, rue Elgin, 22^e étage
Ottawa (Ontario)
K1A 0H3
Téléphone : 613-948-1785
Télécopieur : 613-957-0897
Courriel : Reglements@acee-ceaa.gc.ca

Registration
SOR/2013-187 October 25, 2013

Enregistrement
DORS/2013-187 Le 25 octobre 2013

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

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

Regulations Amending the Renewable Fuels Regulations, 2013

Règlement modifiant le Règlement sur les carburants renouvelables (2013)

P.C. 2013-1108 October 24, 2013

C.P. 2013-1108 Le 24 octobre 2013

Whereas, pursuant to subsection 332(1)^a of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*^b, the Minister of the Environment published in the *Canada Gazette*, Part I, on May 18, 2013, a copy of proposed *Regulations Amending the Renewable Fuels Regulations, 2013* and persons were given an opportunity to file comments with respect to the proposed Regulations or to file a notice of objection requesting that a board of review be established and stating the reasons for the objection;

Attendu que, conformément au paragraphe 332(1)^a de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*^b, le ministre de l'Environnement a fait publier dans la *Gazette du Canada* Partie I, le 18 mai 2013, le projet de règlement intitulé *Règlement modifiant le Règlement sur les carburants renouvelables (2013)* et que les intéressés ont ainsi eu la possibilité de présenter leurs observations à cet égard ou un avis d'opposition motivé demandant la constitution d'une commission de révision;

Whereas the Governor in Council is of the opinion that the *Renewable Fuels Regulations*^c, as amended by the proposed Regulations, could make a significant contribution to the prevention of, or reduction in, air pollution;

Attendu que le gouverneur en conseil estime que le *Règlement sur les carburants renouvelables*^c ainsi modifié par ce projet de règlement pourrait contribuer sensiblement à prévenir ou à réduire la pollution atmosphérique;

And whereas, pursuant to subsection 140(4) of that Act, before recommending the proposed Regulations, the Minister of the Environment offered to consult with the provincial governments and the members of the National Advisory Committee who are representatives of Aboriginal governments;

Attendu que, aux termes du paragraphe 140(4) de cette loi, la ministre de l'Environnement a, avant de recommander la prise du règlement, proposé de consulter les gouvernements provinciaux ainsi que les membres du comité consultatif national qui sont des représentants de gouvernements autochtones,

Therefore, His Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of the Environment, pursuant to sections 140^d and 326 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*^b, makes the annexed *Regulations Amending the Renewable Fuels Regulations, 2013*.

À ces causes, sur recommandation de la ministre de l'Environnement et en vertu des articles 140^d et 326 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*^b, Son Excellence le Gouverneur général en conseil prend le *Règlement modifiant le Règlement sur les carburants renouvelables (2013)*, ci-après.

REGULATIONS AMENDING THE RENEWABLE FUELS REGULATIONS, 2013

RÈGLEMENT MODIFIANT LE RÈGLEMENT SUR LES CARBURANTS RENOUEVABLES (2013)

AMENDMENTS

MODIFICATIONS

1. (1) The definitions “auditor” and “distillate compliance period” in subsection 1(1) of the *Renewable Fuels Regulations*¹ are replaced by the following:

1. (1) Les définitions de « période de conformité visant le distillat » et « vérificateur », au paragraphe 1(1) du *Règlement sur les carburants renouvelables*¹, sont respectivement remplacées par ce qui suit :

“auditor”
« vérificateur »

“auditor”, in respect of a participant or a producer or importer of renewable fuel, means an individual or a firm that

(a) is independent of the participant, producer or importer, as the case may be; and

(b) is certified, for the purposes of carrying out International Organization for Standardization quality assurance (ISO 14000 or 9000 series) assessments, by the International Register of Certified Auditors or by any other nationally or

« période de conformité visant le distillat »

« période de conformité visant le distillat »
“distillate compliance period”

a) La période débutant le 1^{er} juillet 2011 et se terminant le 31 décembre 2012;

b) la période débutant le 1^{er} janvier 2013 et se terminant le 31 décembre 2014;

c) par la suite, chaque année civile.

« vérificateur » Relativement au participant, au producteur ou à l'importateur de carburant

« vérificateur »
“auditor”

^a S.C. 2004, c. 15, s. 31
^b S.C. 1999, c. 33
^c SOR/2010-189
^d S.C. 2008, c. 31, s. 2
¹ SOR/2010-189

^a L.C. 2004, ch. 15, art. 31
^b L.C. 1999, ch. 33
^c DORS/2010-189
^d L.C. 2008, ch. 31, art. 2
¹ DORS/2010-189

“distillate compliance period”
« période de conformité visant le distillat »

internationally recognized accreditation organization.

“distillate compliance period” means

- (a) the period that begins on July 1, 2011 and that ends on December 31, 2012;
- (b) the period that begins on January 1, 2013 and that ends on December 31, 2014; and
- (c) after December 31, 2014, each calendar year.

(2) Paragraph (b) of the definition “finished gasoline” in subsection 1(1) of the Regulations is replaced by the following:

(b) has an antiknock index of at least 86, as determined by the applicable test method listed in the National Standard of Canada standard CAN/CGSB-3.5-2011, *Automotive Gasoline*.

(3) The portion of paragraph (b) of the definition “gasoline” before subparagraph (i) in subsection 1(1) of the Regulations is replaced by the following:

(b) suitable for use in a spark-ignition engine and has the following characteristics, as determined by the applicable test method listed in the National Standard of Canada standard CAN/CGSB-3.5-2011, *Automotive Gasoline*:

2. (1) The portion of subsection 6(4) of the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:

(4) Despite subsections (1) and (2), a primary supplier may, before carrying forward any compliance units under section 21 or 22, subtract from their gasoline pool or distillate pool, as the case may be, the volume of a batch, or of a portion of the batch, of fuel in their pool if they make, before the end of the trading period in respect of the compliance period, a record that establishes that the volume was a volume of one of the following types of fuel:

(2) Subsection 6(4) of the Regulations is amended by adding the following after paragraph (f):

(f.1) diesel fuel or heating distillate oil, as the case may be, sold for or delivered for use for space heating purposes;

(3) Paragraph 6(4)(h) of the French version of the Regulations is replaced by following:

h) jusqu’au 31 décembre 2012 inclusivement, carburant diesel ou mazout de chauffage vendu ou livré pour usage en Nouvelle-Écosse, au Nouveau-Brunswick, à l’Île-du-Prince-Édouard et dans la partie de la province de Québec située au soixantième degré de latitude nord ou au sud de celle-ci;

(4) Subsection 6(4) of the Regulations is amended by adding the following after paragraph (h):

(h.1) during the period that begins on January 1, 2013 and that ends on June 30, 2013, diesel fuel or

renouvelable, personne physique ou entreprise qui, à la fois :

- a) est indépendante du participant, du producteur ou de l’importateur, selon le cas;
- b) est accréditée par l’*International Register of Certificated Auditors*, ou tout autre organisme d’accréditation reconnu à l’échelle nationale ou internationale, pour effectuer des évaluations d’assurance de la qualité prescrites par l’Organisation internationale de normalisation (série ISO 14000 ou 9000) :

(2) L’alinéa b) de la définition de « essence finie », au paragraphe 1(1) du même règlement, est remplacé par ce qui suit :

b) présente un indice antidétonant d’au moins 86, selon la méthode d’essai applicable indiquée dans la norme nationale du Canada CAN/CGSB-3.5-2011, intitulée *Essence automobile*.

(3) Le passage de l’alinéa b) de la définition de « essence » précédant le sous-alinéa (i), au paragraphe 1(1) du même règlement, est remplacé par ce qui suit :

b) convient au fonctionnement d’un moteur à allumage par bougies et présente les caractéristiques ci-après, selon la méthode d’essai applicable indiquée dans la norme nationale du Canada CAN/CGSB-3.5-2011, intitulée *Essence automobile* :

2. (1) Le passage du paragraphe 6(4) du même règlement précédant l’alinéa a) est remplacé par ce qui suit :

(4) Malgré les paragraphes (1) et (2), le fournisseur principal peut, avant le report prospectif des unités de conformité au titre des articles 21 ou 22, soustraire de ses stocks d’essence ou de distillat, le volume d’un lot de carburant — ou d’une partie d’un tel lot — compris dans ses stocks si, avant la fin de la période d’échange relative à la période de conformité, il consigne des renseignements établissant que le volume vise l’un des carburants suivants :

(2) Le paragraphe 6(4) du même règlement est modifié par adjonction, après l’alinéa f), de ce qui suit :

f.1) carburant diesel ou mazout de chauffage vendu ou livré aux fins de chauffage de locaux;

(3) L’alinéa 6(4)(h) de la version française du même règlement est remplacé par ce qui suit :

h) jusqu’au 31 décembre 2012 inclusivement, carburant diesel ou mazout de chauffage vendu ou livré pour usage en Nouvelle-Écosse, au Nouveau-Brunswick, à l’Île-du-Prince-Édouard et dans la partie de la province de Québec située au soixantième degré de latitude nord ou au sud de celle-ci;

(4) Le paragraphe 6(4) du même règlement est modifié par adjonction, après l’alinéa h), de ce qui suit :

h.1) durant la période débutant le 1^{er} janvier 2013 et se terminant le 30 juin 2013, carburant diesel ou

Excluded volumes

Volumes exclus

heating distillate oil, as the case may be, sold for or delivered for use in Nova Scotia, New Brunswick and Prince Edward Island;

3. The description of DtG_{DD} in subsection 8(2) of the Regulations is replaced by the following:

DtG_{DD} is the volume, expressed in litres, that is equal to

(a) for distillate compliance periods other than the first and second ones, the value that they assigned for DtG_{DG} in subsection (1) for the gasoline compliance period that is the same period as the distillate compliance period,

(b) for the first distillate compliance period, the total of the values that they assigned for DtG_{DG} in subsection (1) for gasoline compliance periods that overlapped with the first distillate compliance period, and

(c) for the second distillate compliance period, the total of the values that they assigned for DtG_{DG} in subsection (1) for gasoline compliance periods that overlapped with the second distillate compliance period.

4. Section 11 of the Regulations is amended by adding the following after subsection (3):

(4) Despite subsection (3), when an elective participant becomes a primary supplier

- (a) they cease to be an elective participant; and
- (b) they retain their compliance units.

5. Section 19 of the Regulations is amended by adding the following after subsection (3):

(4) For the purpose of the determination referred to in subsection (1) or (2), section 6 is to be read without reference to its subsection (4).

6. Subsection 27(2) of the English version of the Regulations is replaced by the following:

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

7. Subsections 28(2) and (3) of the Regulations are replaced by the following:

(1.1) The audit must be conducted by an individual who is an auditor, or who is a member of a firm that is an auditor, and who has demonstrated the knowledge and skills required to conduct the assessments referred to in subsection (1) and in items 3 to 7 of Schedule 3.

mazout de chauffage vendu ou livré pour usage en Nouvelle-Écosse, au Nouveau-Brunswick et à l'Île-du-Prince-Édouard;

3. La variable DtG_{DD} de la formule figurant au paragraphe 8(2) du même règlement est remplacée par ce qui suit :

DtG_{DD} le volume, exprimé en litres, correspondant :

a) dans le cas des périodes de conformité visant le distillat autres que la première et la deuxième, à la valeur qu'il a attribuée à la variable DtG_{DG} prévue au paragraphe (1) pour la période de conformité visant l'essence quand celle-ci correspond à la période de conformité visant le distillat;

b) dans le cas de la première période de conformité visant le distillat, au total des valeurs qu'il a attribuées à la variable DtG_{DG} prévue au paragraphe (1) pour toute période de conformité visant l'essence qui recoupe cette première période;

c) dans le cas de la deuxième période de conformité visant le distillat, au total des valeurs qu'il a attribuées à la variable DtG_{DG} prévue au paragraphe (1) pour toute période de conformité visant l'essence qui recoupe cette deuxième période.

4. L'article 11 du même règlement est modifié par adjonction, après le paragraphe (3), de ce qui suit :

(4) Malgré le paragraphe (3), le participant volontaire qui devient un fournisseur principal :

- a) cesse d'être un participant volontaire;
- b) conserve ses unités de conformité.

5. L'article 19 du même règlement est modifié par adjonction, après le paragraphe (3), de ce qui suit :

(4) Pour l'application de la détermination prévue aux paragraphes (1) et (2), il n'est pas tenu compte du paragraphe 6(4).

6. Le paragraphe 27(2) de la version anglaise du même règlement est remplacé par ce qui suit :

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

7. Les paragraphes 28(2) et (3) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

(1.1) La vérification est effectuée par une personne physique qui est un vérificateur, ou qui est membre d'une entreprise qui a qualité de vérificateur, et qui a démontré posséder les connaissances et les compétences requises pour procéder aux évaluations visées au paragraphe (1) et aux articles 3 à 7 de l'annexe 3.

Becoming a primary supplier

Subsection 6(4) read out

Paper report or notice

Conduct of audit

Participant volontaire devenant fournisseur principal

Exclusion du paragraphe 6(4)

Paper report or notice

Vérification

Auditor's reports	(2) The participant, the producer or the importer must obtain from the auditor a report in respect of the audit that contains the information set out in Schedule 3. They must, on or before June 30 following the end of the compliance period, send the auditor's report to the Minister.	(2) Le participant, le producteur ou l'importateur obtient du vérificateur un rapport comportant les renseignements énumérés à l'annexe 3 et le transmet au ministre au plus tard le 30 juin suivant la fin de la période de conformité visée.	Rapport du vérificateur
Signature	(2.1) The auditor's report must be signed (a) by the auditor, if the auditor is an individual; or (b) by a duly authorized representative of the firm, if the auditor is a firm.	(2.1) Le rapport du vérificateur est signé : a) par le vérificateur, dans le cas où celui-ci est une personne physique; b) par le représentant dûment autorisé de l'entreprise, dans le cas où le vérificateur est une entreprise.	Signature
Signature — alternative	(2.2) Despite paragraph (2.1)(a), if an individual auditor referred to in that paragraph is a member of a firm, a duly authorized representative of the firm may sign the auditor's report instead of the individual auditor.	(2.2) Malgré l'alinéa (2.1)a), si le vérificateur visé à cet alinéa est membre d'une entreprise, le représentant dûment autorisé de l'entreprise peut signer le rapport à la place du vérificateur.	Signature — alternative
Non-application — no compliance units created	(3) Subsections (1) to (2.2) do not apply, in respect of a compliance period, (a) to a producer or importer of a renewable fuel who demonstrates, in supporting documents sent together with a report referred to in subsection 34(4), that no compliance units were created from renewable fuel that they produced or imported during the compliance period; or (b) to an elective participant who demonstrates, in supporting documents sent together with a report referred to in section 33, that (i) under subsection 11(3), they ended their participation in the trading system as of a specified date referred to in that subsection that occurred during the trading period in respect of the compliance period and, during that trading period, they did not transfer any compliance units, or (ii) during that trading period, they neither created nor traded compliance units.	(3) Les paragraphes (1) à (2.2) ne s'appliquent pas, à l'égard d'une période de conformité donnée, aux personnes suivantes : a) le producteur ou l'importateur de carburant renouvelable qui établit, documents à l'appui — lesquels sont transmis au ministre avec le rapport requis aux termes du paragraphe 34(4) —, qu'aucune unité de conformité n'a été créée à partir du carburant renouvelable qu'il a produit ou importé au cours de cette période de conformité; b) le participant volontaire qui établit, documents à l'appui — lesquels sont transmis au ministre avec le rapport requis aux termes de l'article 33 — selon le cas : (i) qu'en vertu du paragraphe 11(3), il a cessé de participer au mécanisme d'échange des unités de conformité à compter de la date visée à ce paragraphe comprise dans la période d'échange liée à cette période de conformité et que, pendant cette période d'échange, il n'a pas transféré d'unités de conformité, (ii) que pendant cette période d'échange, il n'a ni créé ni échangé d'unités de conformité.	Non-application — aucune unité créée
8. Section 30 of the Regulations is replaced by the following:		8. L'article 30 du même règlement est remplacé par ce qui suit :	
Annual report	30. For each compliance period during which a primary supplier produces or imports gasoline, diesel fuel or heating distillate oil, they must, on or before April 30 following the end of the compliance period, send a report to the Minister that contains the information set out in Schedule 4 for the compliance period.	30. Pour chaque période de conformité où il produit ou importe de l'essence, du carburant diesel ou du mazout de chauffage, le fournisseur principal transmet au ministre un rapport comportant les renseignements énumérés à l'annexe 4 pour la période de conformité en cause, au plus tard le 30 avril suivant la fin de la période de conformité en cause.	Rapport annuel
9. Subsection 31(3) of the Regulations is replaced by the following:		9. Le paragraphe 31(3) du même règlement est remplacé par ce qui suit :	
When record made	(3) The record must be made within 30 days after the end of the month for which the information is required to be recorded.	(3) Les renseignements doivent être consignés dans les trente jours suivant la fin du mois en cause.	Moment de la consignation
10. Subsection 32(7) of the Regulations is replaced by the following:		10. Le paragraphe 32(7) du même règlement est remplacé par ce qui suit :	
Record — section 19	(7) Within 30 days after the end of each month during a compliance period, a primary supplier must make a record of the number calculated in	(7) Dans les trente jours suivant la fin de chaque mois compris dans une période de conformité donnée, le fournisseur principal consigne le résultat du	Renseignements — article 19

accordance with subsection 19(1) or (2), as the case may be, for that month.

11. Section 33 of the Regulations is replaced by the following:

Annual report

33. For each compliance period in respect of which a compliance unit is created, carried forward, carried back, transferred in trade, received in trade or cancelled by a participant, the participant must, on or before April 30 following the end of the compliance period, send a report to the Minister that contains the information set out in Schedule 5 for the compliance period.

12. Section 37 of the Regulations is replaced by the following:

When records made

37. Except as otherwise provided in these Regulations, records must be made as soon as feasible but no later than 30 days after the information to be recorded becomes available.

13. Section 39 of the Regulations is replaced by the following:

December 15, 2010 to December 31, 2011

39. (1) A person who would, if the first gasoline compliance period were to end on December 31, 2011, be required to send a report under section 30 or 33 or subsection 34(4) or 36(2) must send an interim report to the Minister for the period that begins on December 15, 2010 and that ends on December 31, 2011 in accordance with that section or subsection but as if that period were the first gasoline compliance period.

January 1, 2013 to December 31, 2013

(2) A person who would, if the second distillate compliance period were to end on December 31, 2013, be required to send a report under section 30 or 33 must send an interim report to the Minister for the period that begins on January 1, 2013 and that ends on December 31, 2013 in accordance with that section but as if that distillate compliance period ended on December 31, 2013.

14. Schedule 3 to the Regulations is amended by replacing the section reference after the heading "SCHEDULE 3" with the following:

(Subsections 28(1.1) and (2))

COMING INTO FORCE

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

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(This statement is not part of the Regulations.)

1. Executive summary

Issue: The requirement of 2% renewable content in heating distillate oil under the *Renewable Fuels Regulations* could impact

calcul effectué conformément aux paragraphes 19(1) ou (2), selon le cas, pour le mois en cause.

11. L'article 33 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Rapport annuel

33. Pour chaque période de conformité où une unité de conformité est créée, reportée, reçue ou transférée dans le cadre d'un échange, ou annulée par le participant, ce dernier doit transmettre au ministre un rapport comportant les renseignements énumérés à l'annexe 5, au plus tard le 30 avril suivant la fin de la période de conformité en cause.

12. L'article 37 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Moment de la consignation

37. Sauf disposition contraire du présent règlement, tout renseignement doit être consigné dès que possible, mais au plus tard trente jours après le moment où il est accessible.

13. L'article 39 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Du 15 décembre 2010 au 31 décembre 2011

39. (1) La personne qui, si la première période de conformité visant l'essence se terminait le 31 décembre 2011, devrait transmettre un rapport au ministre en application des articles 30 ou 33, ou des paragraphes 34(4) ou 36(2), lui transmet un rapport provisoire pour la période débutant le 15 décembre 2010 et se terminant le 31 décembre 2011, conformément à celle de ces dispositions qui s'applique, mais comme si cette période était la première période de conformité visant l'essence.

(2) La personne qui, si la deuxième période de conformité visant le distillat se terminait le 31 décembre 2013, devrait transmettre un rapport au ministre en application des articles 30 ou 33 lui transmet un rapport provisoire pour la période débutant le 1^{er} janvier 2013 et se terminant le 31 décembre 2013, conformément à celui de ces articles qui s'applique, mais comme si la période de conformité visant le distillat se terminait le 31 décembre 2013.

Du 1^{er} janvier 2013 au 31 décembre 2013

14. Le renvoi qui suit le titre « ANNEXE 3 », à l'annexe 3 du même règlement, est remplacé par ce qui suit :

(paragraphes 28(1.1) et (2))

ENTRÉE EN VIGUEUR

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

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

(Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.)

1. Résumé

Enjeu : L'exigence de 2 % de contenu renouvelable dans le mazout de chauffage en vertu du *Règlement sur les carburants*

Canadian families that heat their homes using heating distillate oil, since the renewable content is currently more expensive. Furthermore, the temporary exemption for Nova Scotia, New Brunswick, and Prince Edward Island from the 2% renewable content requirement in diesel fuel and heating distillate oil would require primary suppliers for these Maritime provinces to have complied with the current regulatory requirements by January 1, 2013 — a date that some primary suppliers expressed was difficult to meet.

Description: The *Regulations Amending the Renewable Fuels Regulations, 2013* (the Amendments) include a permanent nationwide exemption from the 2% renewable content requirement for heating distillate oil for space heating purposes (mostly home heating), as well as a six-month extension to the exemption for Nova Scotia, New Brunswick, and Prince Edward Island from the 2% renewable content requirement in both diesel fuel and heating distillate oil, ending June 30, 2013.

Cost-benefit statement: Fuel suppliers are expected to respond to the Amendments by replacing some renewable fuel content with less costly diesel fuel. This is expected to result in savings (avoided fuel costs) for industry and consumers, and some social costs due to foregone reductions in greenhouse gas (GHG) emissions. For the period 2013–2035, the present value of total benefits is estimated at \$306 million from direct fuel cost savings for industry (\$257 million) and consumers (\$49 million). The present value of total costs is estimated at \$53 million, based on 2.0 megatonnes (Mt) in total foregone GHG emissions reductions (averaging less than 0.1 Mt annually). The present value of net benefits is estimated at \$253 million, with total benefits outweighing total costs by a ratio of almost six to one.

“One-for-One” Rule and small business lens: Environment Canada has reviewed the administrative burden estimated to result from the Amendments and has concluded that the “One-for-One” Rule does not apply, as there is no expected net change in administrative costs to businesses.

Similarly, Environment Canada has reviewed the impact of the Amendments on small businesses and concluded that the small business lens does not apply, as no costs to small businesses are expected.

2. Background

The *Renewable Fuels Regulations* published in the *Canada Gazette, Part II*, on September 1, 2010,¹ included provisions requiring an average 2% renewable content in diesel fuel and heating distillate oil. The *Regulations Amending the Renewable Fuels*

¹ Available at www.gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2010/2010-09-01/pdf/g2/14418.pdf.

renouvelables pourrait avoir une incidence sur les familles canadiennes qui chauffent leur maison avec du mazout de chauffage, étant donné que le contenu renouvelable est actuellement plus coûteux. De plus, l'exemption temporaire pour la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard quant à l'exigence d'une teneur de 2 % en carburant renouvelable dans le carburant diesel et le mazout de chauffage exigerait que les fournisseurs principaux de ces provinces maritimes se soient conformés aux exigences réglementaires actuelles au plus tard le 1^{er} janvier 2013 — une date qui, selon les propos de certains fournisseurs principaux, était difficile à respecter.

Description : Le *Règlement modifiant le Règlement sur les carburants renouvelables de 2013* (les modifications) comprend une exemption permanente à l'échelle nationale concernant l'exigence d'une teneur de 2 % en carburant renouvelable dans le mazout de chauffage aux fins de chauffage des locaux (surtout le chauffage domestique), ainsi qu'une prolongation de six mois de l'exemption pour la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard quant à l'exigence d'une teneur de 2 % en carburant renouvelable dans le carburant diesel et le mazout de chauffage, qui prend fin le 30 juin 2013.

Énoncé des coûts et avantages : Les fournisseurs de carburant devraient répondre aux modifications en remplaçant une certaine teneur en carburant renouvelable par du carburant diesel moins coûteux. Cela se traduit par des économies (coûts évités en carburant) pour l'industrie et les consommateurs, et par certains coûts sociaux en raison d'un manque à gagner dans les réductions des émissions de gaz à effet de serre. Pour la période de 2013 à 2035, la valeur actuelle des avantages totaux est estimée à 306 millions de dollars provenant d'économies directes de carburant pour l'industrie (257 millions de dollars) et pour les consommateurs (49 millions de dollars). La valeur actuelle de l'ensemble des coûts est estimée à 53 millions de dollars, basé sur un manque à gagner total de 2,0 mégatonnes (Mt) dans les réductions des émissions de gaz à effet de serre (dont la moyenne est inférieure à 0,1 Mt par année). La valeur actuelle des avantages nets est de 253 millions de dollars, et les avantages totaux sont supérieurs aux coûts totaux selon un ratio de près de six pour un.

Règle du « un pour un » et lentille des petites entreprises : Environnement Canada a examiné le fardeau administratif que devraient entraîner ces modifications et a conclu que la règle du « un pour un » ne s'applique pas, car il n'y a aucun changement net prévu des coûts administratifs pour les entreprises.

De même, Environnement Canada a examiné les incidences des modifications sur les petites entreprises et a conclu que la lentille des petites entreprises ne s'applique pas, étant donné qu'il ne devrait pas y avoir de coûts nets pour les petites entreprises.

2. Contexte

Le *Règlement sur les carburants renouvelables*, publié dans la Partie II de la *Gazette du Canada*, le 1^{er} septembre 2010¹, comprend des dispositions qui imposent une teneur moyenne de 2 % en carburant renouvelable dans le carburant diesel et le mazout de

¹ Accessible à l'adresse www.gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2010/2010-09-01/pdf/g2/14418.pdf.

Regulations published in the *Canada Gazette*, Part II, on July 20, 2011,² specified the coming-into-force date of July 1, 2011, for the 2% renewable content requirement in diesel fuel and heating distillate oil, including a permanent exemption from the requirements for Newfoundland and Labrador, the Northwest Territories, the Yukon, Nunavut, and that part of Quebec that is north of latitude 60°N and a temporary exemption from the requirements for Nova Scotia, New Brunswick, Prince Edward Island (the Maritime provinces) and that part of Quebec that is on or south of latitude 60°N on or before December 31, 2012.

The intent to propose new regulatory amendments was announced on December 31, 2012. The announcement outlined the following: a permanent national exemption for the 2% renewable content requirement for home heating oil, as well as a six-month extension to the exemption for the Maritime provinces from the 2% renewable content requirement in both diesel fuel and heating distillate oil.

3. Issue

The requirement of 2% renewable content in heating distillate oil under the *Renewable Fuels Regulations* could impact Canadian families that heat their homes using heating distillate oil, since the renewable content is currently more expensive. Families in the Atlantic region of Canada are more heavily reliant on heating oil to heat their homes; in 2011, sales of heating distillate oil in the Atlantic provinces³ were 723 litres per person, compared to 53 litres per person for the remaining Canadian provinces.⁴ Since domestic biodiesel production capacity in Atlantic Canada is low compared to potential demand, primary suppliers of distillate to this region of Canada will likely rely on more expensive imports of hydrogenation-derived renewable diesel (HDRD) to meet their obligations under the *Renewable Fuels Regulations*.⁵

Furthermore, the existing expiration date for the exemption for the Maritime provinces from the 2% renewable content requirement in both diesel fuel and heating distillate oil in the current Regulations will require primary suppliers of distillates to the Maritime provinces to have complied with the full regulatory requirements by January 1, 2013 — a date that some primary suppliers expressed was difficult to meet.

4. Objectives

The exemption from the regulatory requirement of the 2% renewable content for heating distillate oil is intended to mitigate cost increases for Canadians that use oil to heat their homes. The

chauffage. Le *Règlement modifiant le Règlement sur les carburants renouvelables*, publié dans la Partie II de la *Gazette du Canada* le 20 juillet 2011², a précisé la date d'entrée en vigueur du 1^{er} juillet 2011 pour l'exigence relative à la teneur en carburant renouvelable de 2 % dans le carburant diesel et le mazout de chauffage, y compris une exemption permanente à l'égard des exigences pour Terre-Neuve-et-Labrador, les Territoires du Nord-Ouest, le Yukon, le Nunavut et la partie du Québec au nord du 60^e degré de latitude nord, ainsi qu'une exemption temporaire à l'égard des exigences pour la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick, l'Île-du-Prince-Édouard (les provinces maritimes) et dans la partie de la province de Québec située au 60^e degré de latitude nord ou au sud de celle-ci au plus tard le 31 décembre 2012.

L'intention de proposer de nouvelles modifications réglementaires a été annoncée le 31 décembre 2012. L'annonce décrit une exemption permanente à l'échelle nationale quant à l'exigence relative à la teneur en carburant renouvelable de 2 % dans le mazout de chauffage, ainsi qu'une prolongation de l'exemption de six mois pour les provinces maritimes quant à l'exigence relative à la teneur en carburant renouvelable de 2 % dans le carburant diesel et le mazout de chauffage.

3. Enjeu

L'exigence de 2 % de contenu renouvelable dans le mazout de chauffage en vertu du *Règlement sur les carburants renouvelables* pourrait avoir une incidence sur les familles canadiennes qui chauffent leur maison au moyen de mazout de chauffage, étant donné que le contenu renouvelable est actuellement plus coûteux. Les familles dans la région de l'Atlantique dépendent plus du mazout de chauffage pour chauffer leur domicile. En 2011, les ventes de mazout de chauffage dans les provinces de l'Atlantique³ se chiffraient à 723 litres par personne, comparativement à 53 litres par personne pour le reste des provinces canadiennes⁴. Puisque la capacité de production nationale de biodiesel dans le Canada atlantique est faible par rapport à la demande potentielle, les fournisseurs principaux de distillat à cette région du Canada dépendront probablement d'importations plus dispendieuses de diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH) pour respecter leurs obligations en vertu du *Règlement sur les carburants renouvelables*.⁵

De plus, la date d'expiration actuelle de l'exemption pour les provinces maritimes quant à l'exigence relative à la teneur en carburant renouvelable de 2 % dans le carburant diesel et le mazout de chauffage dans le Règlement actuel exigera que les fournisseurs principaux de distillat aux provinces maritimes se soient conformés à l'ensemble des exigences réglementaires, au plus tard le 1^{er} janvier 2013 — qui selon les propos de certains fournisseurs principaux serait difficile à respecter.

4. Objectifs

L'exemption de l'exigence réglementaire de la teneur de 2 % en carburant renouvelable pour le mazout de chauffage a pour but d'atténuer les augmentations de coûts pour les Canadiens qui

² Available at www.gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2011/2011-07-20/pdf/g2/14515.pdf.

³ The Atlantic provinces include New Brunswick, Prince Edward Island, Nova Scotia, and Newfoundland and Labrador.

⁴ Calculations based on 2011 Census of Canada populations by province (available at www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2011/dp-pd/hlt-fst/pd-pl/Table-Tableau.cfm?LANG=Eng&T=101&S=50&O=A) and domestic sales of light fuel oil by province (available at www5.statcan.gc.ca/cansim/a26?lang=eng&retrLang=eng&id=1340004&pattern=&csid=).

⁵ See section 7.2 for further discussion of this assumption.

² Accessible à l'adresse www.gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2011/2011-07-20/pdf/g2/14515.pdf.

³ Les provinces de l'Atlantique incluent le Nouveau-Brunswick, l'Île-du-Prince-Édouard, la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador.

⁴ Calculs établis en fonction des populations par province du Recensement du Canada de 2011 (accessible à l'adresse www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2011/dp-pd/hlt-fst/pd-pl/Table-Tableau.cfm?Lang=fra&T=101&S=50&O=A) et des ventes intérieures de mazout léger par province (accessible à l'adresse www5.statcan.gc.ca/cansim/a26?id=1340004&pattern=&csid=&retrLang=fra&lang=fra).

⁵ Voir la section 7.2 pour une discussion plus approfondie de cette hypothèse.

six-month extension to the exemption for the Maritime provinces from the 2% renewable content requirement in both diesel fuel and heating distillate oil will give regulatees supplying distillates to the Maritime provinces extra time to comply with the regulatory requirements.

5. Description

The Amendments include amending section 6 of the Regulations to allow primary suppliers to subtract from their distillate pool diesel fuel or heating distillate oil sold for or delivered for use for space heating purposes (which covers over 80% of total heating distillate oil, including all home heating oil).⁶

Section 6 is also amended to allow primary suppliers to subtract from their distillate pool all diesel fuel or heating distillate oil sold for or delivered for use in the Maritime provinces during the period from January 1, 2013, to June 30, 2013.

In order to allow suppliers more time to adjust to these changes in compliance requirements, the Amendments include an extension to the compliance period beginning on January 1, 2013, increasing it from one to two years, to end on December 31, 2014.

Also included in the Amendments is an interim report covering the period from January 1, 2013, to December 31, 2013, for distillate volumes and distillate compliance units, a 15-day extension to certain record-keeping and reporting requirements, an update to a reference standard and some other minor administrative amendments.

Additional administrative changes in the Amendments include an update to the definition of the auditor and clarifications regarding the audit report and audit report signatory requirements. The Amendments also include provisions regarding the circumstance of an elective participant becoming a primary supplier.

6. Regulatory and non-regulatory options considered

Status quo

The exemption for diesel fuel or heating distillate oil sold for or delivered for use in the Maritime provinces ended on December 31, 2012. The status quo would not provide primary suppliers of distillates to the Maritime provinces more time and flexibility to meet the required distillate blending requirements. In addition, the current Regulations do not have provisions to allow primary suppliers to subtract volumes of diesel fuel or heating distillate oil sold for or delivered for use for space heating purposes from their distillate pool, as targeted by the proposal.

Amendments

There is no mechanism under the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA 1999) to implement, through non-regulatory means, the proposed changes to these Regulations.

utilisent du mazout pour chauffer leur maison. La prolongation de l'exemption de six mois pour les provinces maritimes quant à l'exigence relative à la teneur en carburant renouvelable de 2 % dans le carburant diesel et le mazout de chauffage accordera un délai supplémentaire aux entités réglementées fournissant des distillat aux provinces maritimes pour se conformer aux exigences réglementaires.

5. Description

Les modifications comprennent le changement de l'article 6 du Règlement pour permettre aux fournisseurs principaux de soustraire de leur stock de distillat, du carburant diesel ou du mazout de chauffage vendu ou livré pour utilisation à des fins de chauffage des locaux (qui couvre plus de 80 % de la quantité totale de mazout de chauffage, y compris le mazout domestique)⁶.

L'article 6 est également modifié pour permettre aux fournisseurs principaux de soustraire de leur stock de distillat tout carburant diesel ou mazout de chauffage vendu ou livré pour utilisation dans les Maritimes pendant la période du 1^{er} janvier 2013 au 30 juin 2013.

Afin d'accorder plus de temps aux fournisseurs pour s'adapter et répondre aux exigences en matière de conformité, les modifications incluent une prolongation de la période de conformité commençant le 1^{er} janvier 2013, de un à deux ans, qui prendra fin le 31 décembre 2014.

Les modifications incluent également un rapport provisoire visant la période du 1^{er} janvier 2013 au 31 décembre 2013 pour les volumes de distillat et les unités de conformité, une prolongation de 15 jours pour certaines exigences de tenue de registres et de production de rapports, une mise à jour d'une norme de référence et certaines modifications administratives mineures.

D'autres changements administratifs ont été inclus dans les modifications, y compris une mise à jour de la définition du vérificateur et des précisions concernant le rapport de vérification et les exigences en matière de signataires du rapport de vérification. Les modifications incluent également des dispositions concernant la circonstance où un participant volontaire devient un fournisseur principal.

6. Options réglementaires et non réglementaires considérées

Statu quo

L'exemption relative au carburant diesel ou au mazout de chauffage vendu ou livré pour utilisation dans les provinces maritimes a pris fin le 31 décembre 2012. Le statu quo n'accorderait pas aux fournisseurs principaux de distillat dans les provinces maritimes, du temps et de la souplesse supplémentaires pour répondre aux exigences relatives au mélange de distillat requis. En outre, le règlement actuel ne comporte aucune disposition permettant aux fournisseurs principaux de soustraire les volumes de carburant diesel ou de mazout de chauffage vendu ou livré pour utilisation aux fins de chauffage des locaux de leurs stocks de distillat, tel qu'il est indiqué par la proposition.

Modifications

La *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [LCPE (1999)] ne prévoit aucun mécanisme pour mettre en œuvre, par des mesures non réglementaires, les modifications proposées

⁶ Environment Canada's Energy-Economy-Environment Model for Canada (E3MC), July 2013.

⁶ Modèle énergie-émissions-économie du Canada (MCE3) d'Environnement Canada, juillet 2013.

Therefore, the Amendments are the only option available to achieve the stated policy objectives.

7. Benefits and costs

An analysis of the benefits and costs of the Amendments was conducted to estimate the incremental impacts on key stakeholders, including the Canadian public, industry, and government. Under this analysis, fuel suppliers are expected to respond to the Amendments by replacing some renewable fuel content with less costly diesel fuel. This will result in some savings (avoided fuel costs) for both industry and consumers, and an increase in costs due to foregone reductions in greenhouse gas (GHG) emissions. The Canadian government is not expected to incur any additional costs as a result of these Amendments since there will be no practical changes to administration or enforcement.

For the period 2013–2035, the incremental impacts of the Amendments have been quantified, monetized, and discounted to present value (in 2013). The present value of total benefits is estimated at \$306 million from direct fuel cost savings for industry (\$257 million) and consumers (\$49 million). The present value of total costs is estimated at \$53 million, based on 2.0 megatonnes (Mt) in total foregone GHG emissions reductions (averaging less than 0.1 Mt annually). The present value of net benefits is estimated at \$253 million over 23 years, with benefits outweighing costs by a ratio of almost six to one.

7.1. Overall cost-benefit analysis (CBA) approach

This analysis of benefits and costs follows the Treasury Board Secretariat CBA guidelines (www.tbs-sct.gc.ca/rtrap-parfa/analys/analysstb-eng.asp), including the following key elements:

Current analysis: The analysis adopts a 2013 perspective in terms of using recent information about the compliance behaviour of key stakeholders to the current Regulations, and projected future economic trends.

Incremental impacts: The Amendments are evaluated as a “regulatory” scenario in terms of their relative impacts compared to a baseline “business as usual” (BAU) scenario.

Time frame for analysis: The time horizon used for evaluating the incremental impacts of the Amendments is 23 years and covers the period from January 1, 2013, to December 31, 2035, based on available modelling tools and consistent with other regulatory analyses.

Quantification and monetization: The analysis attempts to identify all significant incremental impacts as costs or benefits, estimate them in quantitative terms, and monetize them in 2012 Canadian dollars. Whenever quantification or monetization was not possible, impacts have been presented qualitatively.

Discount rate: The Treasury Board Secretariat’s 3% social discount rate was used to calculate the present value of costs and benefits, consistent with other GHG regulatory analyses.

au Règlement. Par conséquent, les modifications représentent la seule option disponible pour atteindre les objectifs stratégiques énoncés.

7. Avantages et coûts

Une analyse des avantages et des coûts des modifications a été effectuée afin d’estimer les impacts différentiels sur les principaux intervenants, notamment la population, l’industrie et le gouvernement du Canada. Dans le cadre de cette analyse, les fournisseurs de carburants devraient réagir aux modifications en remplaçant une certaine teneur en carburant renouvelable par du carburant diesel moins coûteux. Cela se traduira par des économies (coûts évités en carburant) tant pour l’industrie que pour les consommateurs, et par une augmentation des coûts sociaux en raison d’un manque à gagner dans les réductions des émissions de gaz à effet de serre. Le gouvernement canadien ne prévoit pas encourir des coûts supplémentaires découlant de ces modifications, puisqu’en pratique, il n’y aura aucune modification de l’administration ou de l’application de la loi.

Pour la période de 2013 à 2035, les impacts différentiels des modifications ont été quantifiés, exprimés en termes monétaires et actualisés en valeur actuelle (en 2013). La valeur actuelle de l’ensemble des avantages est estimée à 306 millions de dollars provenant d’économies directes de carburant pour l’industrie (257 millions de dollars) et pour les consommateurs (49 millions de dollars). La valeur actuelle de l’ensemble des coûts est estimée à 53 millions de dollars, d’après un manque à gagner total de 2,0 mégatonnes (Mt) dans les réductions des émissions de gaz à effet de serre (dont la moyenne est inférieure à 0,1 Mt par année). La valeur actuelle des avantages nets est de 253 millions de dollars sur une période de 23 ans; les avantages sont supérieurs aux coûts selon un ratio de près de six pour un.

7.1. Approche générale de l’analyse coûts-avantages (ACA)

Cette analyse des avantages et des coûts suit les lignes directrices de l’analyse coûts-avantages du Secrétariat du Conseil du Trésor (www.tbs-sct.gc.ca/rtrap-parfa/analys/analysstb-fra.asp) incluant les éléments clés suivants :

Analyse de la conjoncture actuelle : L’analyse adopte une perspective de 2013 en utilisant des données récentes au sujet du comportement des intervenants clés en matière de conformité au règlement actuel et des tendances économiques futures prévues.

Impacts différentiels : Les modifications sont évaluées comme un scénario « de réglementation » en ce qui a trait à leurs impacts relatifs par rapport à un scénario de référence du « statu quo ».

Calendrier d’analyse : L’horizon utilisé pour évaluer les impacts différentiels des modifications est de 23 ans et couvre la période du 1^{er} janvier 2013 au 31 décembre 2035, selon les outils de modélisation disponibles et conformément à d’autres analyses réglementaires.

Quantification et monétisation : L’analyse tente de déterminer tous les impacts différentiels importants comme les coûts ou les avantages, de les estimer en termes quantitatifs, et de les monétiser en dollars canadiens de 2012. Lorsque la quantification ou la monétisation n’était pas possible, les impacts ont été présentés qualitativement.

Taux d’actualisation : Le taux d’actualisation public de 3 % du Secrétariat du Conseil du Trésor a été utilisé pour calculer la valeur actuelle des coûts et des avantages, conformément aux autres analyses réglementaires liées aux gaz à effet de serre.

7.2. Current analysis and key assumptions

Recent information has indicated that compliance behaviour has been and is expected to be different than previously expected in the Regulatory Impact Analysis Statement (RIAS) for the *Regulations Amending the Renewable Fuels Regulations* published in the *Canada Gazette*, Part II, on July 20, 2011. Furthermore, the current Amendments are expected to almost exclusively impact renewable content obligations for primary suppliers of distillate to Eastern Canada⁷ since nearly all heating distillate oil volumes for space heating purposes nationally are used in Eastern Canada (99% in 2012).⁸ The analysis in the current RIAS is therefore specific to volumes of distillate in Eastern Canada and the renewable fuel landscape and information available for this specific region. As a result, the estimates from this cost-benefit analysis are not directly comparable to the original analysis of the 2% renewable content requirement in diesel fuel and heating distillate oil.

Renewable content blending by primary suppliers has been reported for the first compliance period of the 2% renewable content requirement in diesel fuel and heating distillate oil (July 1, 2011, to December 31, 2012). As well, suppliers of diesel fuel and heating distillate oil to Quebec and the Maritimes, where volumes have been exempted until December 31, 2012, have stated a preference toward blending hydrogenation-derived renewable diesel (HDRD) into diesel fuel to meet their obligations under the *Renewable Fuels Regulations*.⁹ This information, as well as consultation with industry and government experts, has informed this analysis of the expected impacts of these Amendments.

Renewable content blended into diesel fuel

Primary suppliers may blend renewable content into heating distillate oil or diesel fuel under the Regulations, but have indicated a preference to blend almost exclusively into diesel fuel.¹⁰ Consistent with this finding, the RIAS assumes primary suppliers would have blended renewable content into diesel fuel. This implies that these Amendments will result in the use of more diesel fuel and less renewable content.

Renewable content composition

Both biodiesel and HDRD may be blended by primary suppliers into their distillate pool in order to meet their renewable content obligations under the Regulations while meeting industry-accepted standards.¹¹ Despite the current price premium for HDRD over biodiesel, some primary suppliers have chosen to blend HDRD

7.2. Analyse de la conjoncture actuelle et hypothèses clés

Selon des renseignements récents, le comportement de conformité a été et devrait être différent du comportement prévu dans le Résumé de l'étude d'impact de la réglementation du *Règlement modifiant le Règlement sur les carburants renouvelables* publié dans la Partie II de la *Gazette du Canada* le 20 juillet 2011. De plus, on s'attend à ce que les modifications actuelles aient une incidence presque exclusivement sur les obligations en matière de contenu renouvelable pour les fournisseurs principaux de distillat dans l'Est canadien⁷ en raison du fait que presque tous les volumes de mazout de chauffage destinés au chauffage de locaux à l'échelle nationale sont utilisés dans l'Est canadien (99 % en 2012)⁸. L'analyse dans le Résumé de l'étude d'impact de la réglementation actuelle est donc particulière aux volumes de distillat dans l'Est canadien ainsi qu'au contexte et aux renseignements disponibles pour cette région. En conséquence, les estimations de cette analyse coût-avantages ne sont pas directement comparables à l'analyse initiale de l'exigence relative à la teneur en carburant renouvelable de 2 % dans le carburant diesel et le mazout de chauffage.

Le mélange de carburant renouvelable par les fournisseurs principaux a été déclaré pour la première période de conformité de l'exigence de teneur de 2 % en carburant renouvelable dans le carburant diesel et le mazout de chauffage (du 1^{er} juillet 2011 au 31 décembre 2012). De plus, les fournisseurs de carburant diesel et de mazout de chauffage au Québec et dans les provinces maritimes, où les volumes ont été exemptés jusqu'au 31 décembre 2012, ont indiqué une préférence vers le mélange de diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH) dans le carburant diesel afin de respecter leurs obligations en vertu du *Règlement sur les carburants renouvelables*.⁹ Cette information, ainsi que la consultation auprès des experts de l'industrie et des gouvernements, sont à la base de cette analyse des impacts prévus de ces modifications.

Contenu renouvelable mélangé avec le carburant diesel

Les fournisseurs principaux peuvent mélanger du contenu renouvelable avec le mazout de chauffage ou le carburant diesel en vertu du Règlement, mais ont indiqué une préférence consistant à mélanger presque exclusivement avec le carburant diesel¹⁰. Conformément à cette conclusion, le Résumé de l'étude d'impact de la réglementation (REIR) adopte comme hypothèse que les fournisseurs principaux auraient mélangé du contenu renouvelable avec le carburant diesel. Cela signifie que ces modifications donneront lieu à une utilisation accrue du carburant diesel plutôt qu'à l'utilisation de contenu renouvelable.

Composition du contenu renouvelable

Tant le biodiesel que le DRPH peuvent être mélangés dans leurs stocks de distillat par les fournisseurs principaux afin de respecter leurs obligations en matière de contenu renouvelable en vertu du Règlement tout en respectant les normes acceptées par l'industrie¹¹. Malgré le prix actuellement plus élevé du DRPH par rapport

⁷ Eastern Canada includes Ontario, Quebec, Newfoundland and Labrador, Nova Scotia, New Brunswick, and Prince Edward Island.

⁸ Province-specific proportions of heating distillate oil for space heating purposes provided by E3MC July 2013 and applied to the sum of sales and own consumption data from Statistics Canada. Supply and disposition of refined petroleum products, available at www5.statcan.gc.ca/cansim/a26?lang=eng&retrLang=eng&id=1340004&tabMode=dataTable&srchLan=-1&p1=-1&p2=35.

⁹ *An Update on Renewable Diesel Infrastructure in Canada, Final Report*. 2012. Prepared for Natural Resources Canada by EcoRessources Consultants.

¹⁰ Personal industry communication.

¹¹ Available at <http://oe.nrcan.gc.ca/sites/oe.nrcan.gc.ca/files/files/pdf/transportation/alternative-fuels/resources/pdf/nrddi-final-report-eng.pdf>.

⁷ L'Est du Canada comprend l'Ontario, le Québec, Terre-Neuve-et-Labrador, la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard.

⁸ Proportions propres à chaque province du mazout de chauffage utilisé à des fins de chauffage de locaux fournies par E3MC, juillet 2013 et appliqué à la somme des ventes ainsi que les données sur la consommation de Statistique Canada. Approvisionnement et utilisation des produits pétroliers raffinés. Accessible à l'adresse www5.statcan.gc.ca/cansim/a26?id=1340004&p2=35&p1=-1&tabMode=dataTable&retrLang=fra&srchLan=-1&lang=fra.

⁹ *Compte rendu sur l'infrastructure du diesel renouvelable au Canada, rapport final*. 2012. Préparé pour Ressources naturelles Canada par EcoRessources Consultants.

¹⁰ Communication personnelle avec l'industrie.

¹¹ Accessible à l'adresse <http://oe.nrcan.gc.ca/transports/carburants-remplacement/programmes/idndr/4703>.

since it requires minimal infrastructure investments to blend and has a more favourable cloud point and cetane number than biodiesel.^{12, 13} The lower capital investment required for HDRD blending is particularly important for Eastern Canada, which has not historically had any provincial regulatory requirements for renewable content in diesel fuel or heating distillate oil, and has access to international supplies of HDRD through shipping ports in the Maritimes and Quebec.

HDRD is expected to compose 91% of renewable content blended in Eastern Canada in the medium term and 81% in the long term. The renewable content reductions owing to the space heating exemption are expected to constitute a 14% reduction in renewable content obligations for Eastern Canada in 2013.¹⁴ In this analysis, the renewable content reductions resulting from the Amendments are assumed to be reductions in HDRD imports. This assumption is analyzed in the sensitivity analysis in section 7.7.1.

HDRD feedstock composition

Based on compliance data, and considering fluctuations since the Regulations came into force in 2011, a reasonable base case estimate for the feedstock composition of HDRD imports is 70% palm-based and 30% tallow-based. This proportion is maintained for volumes of HDRD in this analysis, but the sensitivity analysis varies this proportion to examine how sensitive the cost-benefit analysis results are to this assumption.

HDRD prices

Prices for HDRD were assumed to be approximately 40¢/L higher than diesel prices in 2013, based on the best available information from industry experts and stakeholder consultations. It is expected that the HDRD supply will increase in the coming years as additional production comes online, and the price is thus expected to fall. Based on industry experts, the HDRD price premium over diesel is assumed to decrease from 40¢/L to 30¢/L over the next five years, which is roughly on par with the current price premium for biodiesel over diesel. The HDRD price is assumed to maintain a 30¢/L margin over diesel for the remainder of the forecast period. A sensitivity analysis was employed to examine the sensitivity of the expected net benefits to this assumption.

Incremental kerosene volumes

The RIAS for the *Regulations Amending the Renewable Fuels Regulations* published in the *Canada Gazette*, Part II, on July 20, 2011, assumed for the base case of the analysis that primary suppliers would be required to blend volumes of kerosene into blends of biodiesel and petroleum diesel. This assumption followed from the relatively high cloud point of biodiesel fuels relative to petroleum

au biodiesel, certains fournisseurs principaux ont choisi de mélanger du DRPH puisque son mélange nécessite des investissements minimaux en infrastructure et il possède un point de trouble et un indice de cétane plus favorables^{12, 13}. Le plus petit investissement en capital nécessaire pour le mélange de DRPH est particulièrement important pour l'Est canadien qui, historiquement, n'a pas eu d'exigences réglementaires provinciales en matière de contenu renouvelable dans le diesel ou le mazout de chauffage et qui jouit d'un accès aux stocks internationaux de DRPH par l'intermédiaire de ports d'expédition dans les Maritimes et au Québec.

On s'attend à ce que le DRPH compose 91 % du contenu renouvelable mélangé dans l'Est canadien à moyen terme et 81 % à long terme. Les réductions de contenu renouvelable attribuables à l'exemption pour le chauffage de locaux devraient constituer une réduction de 14 % des obligations en matière de contenu renouvelable pour l'Est canadien en 2013.¹⁴ Au cours de cette analyse, nous présumons que les réductions de contenu renouvelable attribuables aux modifications sont une réduction des importations de DRPH. Cette hypothèse est analysée à la section 7.7.1, « Analyse de sensibilité ».

Composition de la matière première du DRPH

Selon les données en matière de conformité, et compte tenu des fluctuations depuis l'entrée en vigueur du Règlement en 2011, une estimation raisonnable du scénario de base de la composition de la matière première des importations de DRPH est de 70 % à base d'huile de palme et de 30 % à base de suif. Cette proportion est maintenue pour les volumes de DRPH dans cette analyse, mais l'analyse de la sensibilité fait varier cette proportion afin d'examiner le degré de sensibilité des résultats de l'analyse coûts-avantages à cette hypothèse.

Prix du DRPH

Le prix du DRPH a été estimé à environ 40¢/L supérieur au prix du diesel en 2013, d'après les meilleurs renseignements disponibles obtenus des experts de l'industrie et des intervenants consultés. On s'attend à ce que l'approvisionnement en DRPH augmente au cours des prochaines années à mesure de l'arrivée de la production supplémentaire sur le marché, et par conséquent, à ce que le prix diminue. D'après les experts de l'industrie, on prévoit que le prix plus élevé du DRPH par rapport à celui du diesel diminuera de 40 ¢/L à 30 ¢/L d'ici cinq ans, ce qui se situe à peu près au pair avec les prix plus élevés du biodiesel par rapport à ceux du diesel. On prévoit que le prix du DRPH maintiendra une marge de 30 ¢/L de plus par rapport au carburant diesel pendant le reste de la période sur laquelle porte la prévision. Une analyse de la sensibilité a été utilisée pour examiner la sensibilité des avantages nets prévus avec cette hypothèse.

Volumes différentiels de kérosène

Le Résumé de l'étude d'impact de la réglementation (RÉIR) du *Règlement modifiant le Règlement sur les carburants renouvelables* publié dans la *Partie II* de la *Gazette du Canada* le 20 juillet 2011 a présumé pour le scénario de base de l'analyse que les fournisseurs principaux seront tenus de mélanger des volumes de kérosène dans les mélanges de biodiesel et de diesel pétrolier. Cette

¹² The cloud points of canola-derived biodiesel (−3°C) and HDRD (−5° to −34°C, depending on grade) are lower than cloud points for tallow or soy-derived biodiesel (+15° and +2°C, respectively).

¹³ *HVO Product Handbook*. Neste Oil, available at www.nesteoil.com/binary.asp?GUID=7A041F14-022A-4295-B1E4-1102585F5E3F.

¹⁴ Own calculations based on E3MC data from July 2013.

¹² Les points de trouble du biodiesel à base de canola (−3 °C) et du DRPH (−5 °C à −34 °C, selon le grade) sont inférieurs à ceux du biodiesel dérivé de suif ou de soja (+15 °C et +2 °C, respectivement).

¹³ *Manuel de produits d'huile végétale hydrotraitée*, Neste Oil, www.nesteoil.com/binary.asp?GUID=7A041F14-022A-4295-B1E4-1102585F5E3F.

¹⁴ Calculs basés sur les données de juillet 2013 du modèle E3MC.

diesel and the cold Canadian winter climate.¹⁵ Primary suppliers, however, have chosen to blend HDRD year-round and primarily canola-based biodiesel during the warmer months.¹⁶ This almost completely reduces the need for kerosene blending to improve the cold-flow properties of blended fuel. The RIAS therefore assumes that there will be no incremental change to kerosene purchases or use following the reduced renewable content blending obligations resulting from these Amendments.

Incremental capital, operating, maintenance, and administrative costs

In order to comply with the Regulations, primary suppliers need the appropriate infrastructure in place to blend either biodiesel or HDRD into their distillate pools. The Amendments should not affect capital investments or operating and maintenance costs for primary suppliers of distillate since they will continue to be required to comply with their renewable content blending obligations for diesel fuel and heating distillate oil not for space heating. The six-month exemption extension for Nova Scotia, New Brunswick, and Prince Edward Island may result in a six month delay of infrastructure upgrades, the costs and benefits for which are assumed to be nil. Administrative costs are also not expected to change since primary suppliers must continue to submit reports under the *Renewable Fuels Regulations*.

As outlined above, expected trends related to regulatory compliance behaviour and consultation with industry and government experts have informed the following assumptions used for the period 2013–2035 of this cost-benefit analysis:

Table 1: Key variables and assumptions¹⁷

Key variable	Assumption	Sensitivity analysis (see 7.7.1)
Renewable content blending	All renewable content blended with diesel fuel	Not conducted (see above)
Renewable content composition	Met entirely by reduced HDRD imports	30, 60, 90% biodiesel
HDRD composition (feedstocks)	70% palm, 30% tallow	50% palm, 50% tallow 100% palm, 0% tallow
HDRD price	40¢/L over diesel in 2013, falling to 30¢/L by 2018	Price premium +/- 30%
Incremental kerosene volumes	No expected incremental impact	Not conducted (see above)
Incremental capital, operating, maintenance, and administrative costs	No expected incremental impact	Not conducted (see above)

hypothèse s'appuyait sur un point de trouble relativement élevé du biodiesel par rapport au diesel pétrolier et le climat hivernal canadien¹⁵. Cependant, les fournisseurs principaux ont plutôt choisi de mélanger du DRPH durant toute l'année, ainsi que du biodiesel principalement à base de canola pendant les mois plus chauds¹⁶. Cela élimine presque complètement le besoin de mélanger du kérosène pour améliorer les propriétés d'écoulement à froid du carburant mélangé. Le RÉIR présume donc qu'il n'y aura aucun changement dans les achats ou l'utilisation de kérosène après la réduction des obligations en matière de mélange de contenu renouvelable découlant de ces modifications.

Coûts différentiels en capital, en fonctionnement, en entretien et en administration

Aux fins de conformité au Règlement, les fournisseurs principaux doivent avoir en place l'infrastructure appropriée pour mélanger soit du biodiesel ou du DRPH dans leurs stocks de distillat. Les modifications ne devraient pas avoir une incidence sur les investissements en capitaux ou les coûts de fonctionnement et d'entretien pour les fournisseurs principaux de distillat, puisqu'ils devront toujours respecter leurs obligations en matière de mélange de contenu renouvelable pour le mazout de chauffage non destiné au chauffage de locaux, ainsi que pour le carburant diesel. La prolongation d'exemption de six mois pour la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard pourrait mener à un retard de six mois dans les mises à niveau de l'infrastructure, dont les coûts et les avantages sont présumés nuls. On ne s'attend également pas à ce que les coûts administratifs changent, puisque les fournisseurs principaux doivent toujours soumettre des rapports en vertu du *Règlement sur les carburants renouvelables*.

Tel qu'il est indiqué ci-dessus, les tendances prévues relatives au comportement en matière de conformité réglementaire et des consultations auprès d'experts de l'industrie et des gouvernements ont informé les hypothèses suivantes utilisées dans cette analyse coûts-avantages pour la période de 2013 à 2035 :

Tableau 1 : Variables clés et hypothèses¹⁷

Variable clé	Hypothèse	Analyse de la sensibilité (voir 7.7.1)
Mélange de contenu renouvelable	Tout contenu renouvelable est mélangé avec du carburant diesel	Non effectué (voir ci-dessus)
Composition du contenu renouvelable	Respecté entièrement grâce à la réduction des importations de DRPH	Biodiesel 30, 60, 90 %
Composition du DRPH (matières premières)	70 % palme, 30 % suif	50 % palme, 50 % suif 100 % palme, 0 % suif
Prix du DRPH	40 ¢/L sur le diesel en 2013, baissant à 30 ¢/L d'ici 2018	Augmentation de prix de +/- 30 %
Volumes différentiels de kérosène	Aucun impact différentiel prévu	Non effectué (voir ci-dessus)
Coûts différentiels en capital, en fonctionnement, en entretien et en administration	Aucun impact différentiel prévu	Non effectué (voir ci-dessus)

¹⁵ The cloud points of canola-derived biodiesel (-3°C) and HDRD (-5°C to -34°C, depending on grade) are lower than cloud points for tallow or soy-derived biodiesel (+15°C and +2°C, respectively).

¹⁶ *HVO Product Handbook*. Neste Oil, available at www.nesteoil.com/binary.asp?GUID=7A041F14-022A-4295-B1E4-1102585F5E3F.

¹⁷ Additional sensitivity analyses were conducted; see section 7.7.1.

¹⁵ Les points de trouble du biodiesel à base de canola (-3 °C) et du DRPH (-5 °C à -34 °C, selon le grade) sont inférieurs à ceux du biodiesel dérivé de suif ou de soja (+15 °C et +2 °C, respectivement).

¹⁶ *Manuel de produits d'huile végétale hydrotraitée*, Neste Oil. www.nesteoil.com/binary.asp?GUID=7A041F14-022A-4295-B1E4-1102585F5E3F.

¹⁷ Une analyse additionnelle de la sensibilité a été effectuée (voir la section 7.7.1).

Variables were not tested in the sensitivity analysis if there was insufficient evidence to suggest considerable uncertainty or likely alternative scenarios.

7.3. Analytical scenarios

The analysis considers two analytical scenarios: a business as usual scenario (BAU) where the Amendments are not implemented, and a regulatory scenario where the Amendments are implemented. The difference between the two scenarios provides an estimate of the incremental impacts of the Amendments. The two scenarios are based on the same energy demand and price forecasts for 2013–2035 and are limited in scope to the specific volumes of distillate relevant to the Amendments. Both scenarios reflect recent information and expected trends regarding the compliance behaviour of primary suppliers in response to their renewable content obligations under the *Renewable Fuels Regulations*.

7.3.1. Business as usual scenario

In this baseline scenario, refiners would be required to blend renewable fuel to meet the renewable content requirements for volumes of distillate that would otherwise be exempt under the Amendments. Recent trends suggest the renewable content blended would likely have been almost exclusively HDRD in the short to medium term, and this assumption is held throughout the analytical time frame.¹⁸ The lower energy content per litre of HDRD relative to petroleum diesel would have entailed additional fuel purchases by consumers to satisfy their total energy demand.¹⁹

7.3.2. Regulatory scenario

The regulatory scenario is defined by the implementation of the Amendments; petroleum diesel will replace the renewable content that would have otherwise been required. Less fuel is expected to be required to meet the total energy demand since diesel has a higher energy content per litre than does HDRD, meaning fuel savings for consumers. Since petroleum diesel generally has higher lifecycle GHG emissions than do renewable alternatives, GHG emissions are estimated to be higher in the regulatory scenario.

7.4. Modelling and data

Heating distillate oil and diesel demand forecasts were required to estimate the expected reduction of renewable content as a result of these Amendments. Fuel characteristics such as energy content, GHG emissions factors, and prices were also required to complete the cost-benefit analysis. A social cost of carbon was used to estimate socioeconomic damages due to GHG emissions.

¹⁸ Sensitivity analysis was employed to test the effect of this assumption on the results of the cost-benefit analysis (see section 7.7.1).

¹⁹ Empirically, the change in fuel consumption resulting from introducing renewable diesel at low level fuel blends (<5%) is difficult to estimate, partly due to the small scale of energy content changes relative to the margin of error, and considering confounding factors affecting fuel consumption. While fuel consumption depends on many factors, the expectation is that the difference in volumetric energy density is relevant enough on a national level to merit consideration in this analysis.

Les variables n'ont pas été testées dans l'analyse de la sensibilité s'il n'y avait pas suffisamment de preuve pour justifier qu'il y avait une incertitude considérable ou des scénarios alternatifs probables.

7.3. Scénarios analytiques

L'analyse envisage deux scénarios : un scénario de maintien du statu quo où les modifications ne sont pas mises en œuvre, et un scénario réglementaire où elles le sont. La différence entre les deux scénarios offre une estimation des impacts différentiels des modifications. Les deux scénarios sont fondés sur la même demande en énergie et les mêmes prévisions relatives aux prix de 2013 à 2035, et ils ne portent que sur les volumes de distillat pertinents aux modifications. Tous deux tiennent compte des renseignements récents et des tendances prévues sur le comportement de conformité des fournisseurs de carburant en réponse à leurs obligations quant au contenu renouvelable en vertu du *Règlement sur les carburants renouvelables*.

7.3.1. Scénario de maintien du statu quo

Dans ce scénario de référence, on estime que les raffineurs seraient tenus de mélanger du carburant renouvelable pour respecter les exigences en matière de contenu renouvelable pour les volumes de distillat qui seraient autrement exemptés en vertu de ces modifications. Les dernières tendances suggèrent que le contenu renouvelable mélangé aurait été presque exclusivement du DRPH à court et à moyen terme, et cette hypothèse est maintenue tout au long de l'analyse¹⁸. Le contenu énergétique par litre moindre du DRPH par rapport au diesel pétrolier aurait entraîné des achats de carburant additionnels par les consommateurs pour répondre à leur demande d'énergie totale¹⁹.

7.3.2. Scénario réglementaire

Le scénario réglementaire est défini par la mise en œuvre des modifications; le diesel pétrolier remplacera le contenu renouvelable qui aurait autrement été requis. Moins de carburant sera nécessaire pour répondre à la demande totale d'énergie étant donné que le carburant diesel a une teneur plus élevée en énergie par litre que le DRPH, ce qui représente des économies de carburant pour les consommateurs. Étant donné que le diesel pétrolier affiche généralement des émissions de gaz à effet de serre plus élevées au cours de son cycle de vie que les substituts renouvelables, les émissions de gaz à effet de serre devraient être plus élevées dans le scénario réglementaire.

7.4. Modélisation et données

Les prévisions de la demande en carburant diesel et de mazout de chauffage ont été nécessaires pour estimer la réduction prévue de contenu renouvelable à la suite de ces modifications. Les caractéristiques des carburants, telles que la teneur en énergie, les facteurs d'émissions de gaz à effet de serre et les prix, ont également été nécessaires pour effectuer l'analyse coûts-avantages. Un coût

¹⁸ Une analyse de la sensibilité a été utilisée pour tester l'incidence de cette hypothèse sur les résultats de l'analyse coûts-avantages (voir la section 7.7.1).

¹⁹ De façon empirique, la variation de la consommation de carburant découlant de l'introduction de mélanges de carburants diesel renouvelables à faible teneur (< 5 %) est difficile à estimer, en partie en raison de la petite échelle des changements de la teneur en énergie par rapport à la marge d'erreur, et compte tenu des facteurs de confusion ayant une incidence sur la consommation de carburant. Bien que la consommation de carburant varie en fonction de nombreux facteurs, on s'attend à ce que la différence dans la densité d'énergie volumétrique soit suffisamment pertinente à une échelle nationale pour justifier sa prise en compte dans cette analyse.

7.4.1. Heating distillate oil demand forecast

Environment Canada’s Energy-Economy-Environment Model for Canada (E3MC) was used to forecast volumes of heating distillate oil for 2013–2035 and volumes of diesel fuel for 2013. E3MC is an end-use model that incorporates historical data from the National Inventory Report published by Environment Canada.

The volume of diesel fuel used for space heating purposes is negligible, so only a forecast of heating distillate oil for space heating purposes was necessary for the analysis of the national space heating exemption. Figure 1 shows the demand for heating distillate oil for space heating purposes nationally, excluding Newfoundland and Labrador and the Territories, historical data to 2011, and forecast for 2012–2035, as described above. Demand for heating distillate oil is expected to fall as a result of changing market dynamics. For example, natural gas as a heating alternative has become increasingly attractive, in part due to lower natural gas prices following the shale gas boom in North America.

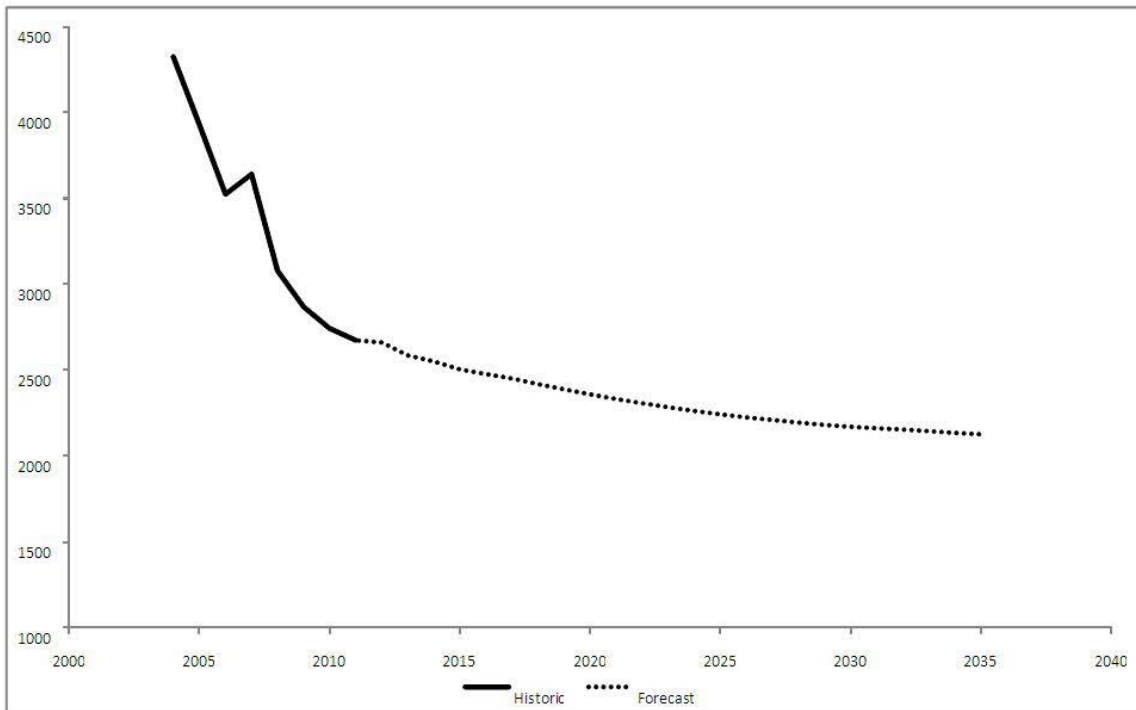
social du carbone a été utilisé pour estimer les dommages socio-économiques attribuables aux émissions de gaz à effet de serre.

7.4.1. Prév́ision de la demande de mazout de chauffage

Le modè̀le énergie-émissions-économie du Canada (modè̀le 3E) a été utilisé pour la prév́ision des volumes de mazout de chauffage de 2013 à 2035 et les volumes de diesel de 2013. Le modè̀le 3E est un modè̀le d’utilisation finale qui intègre des données historiques du rapport d’inventaire national publié par Environnement Canada.

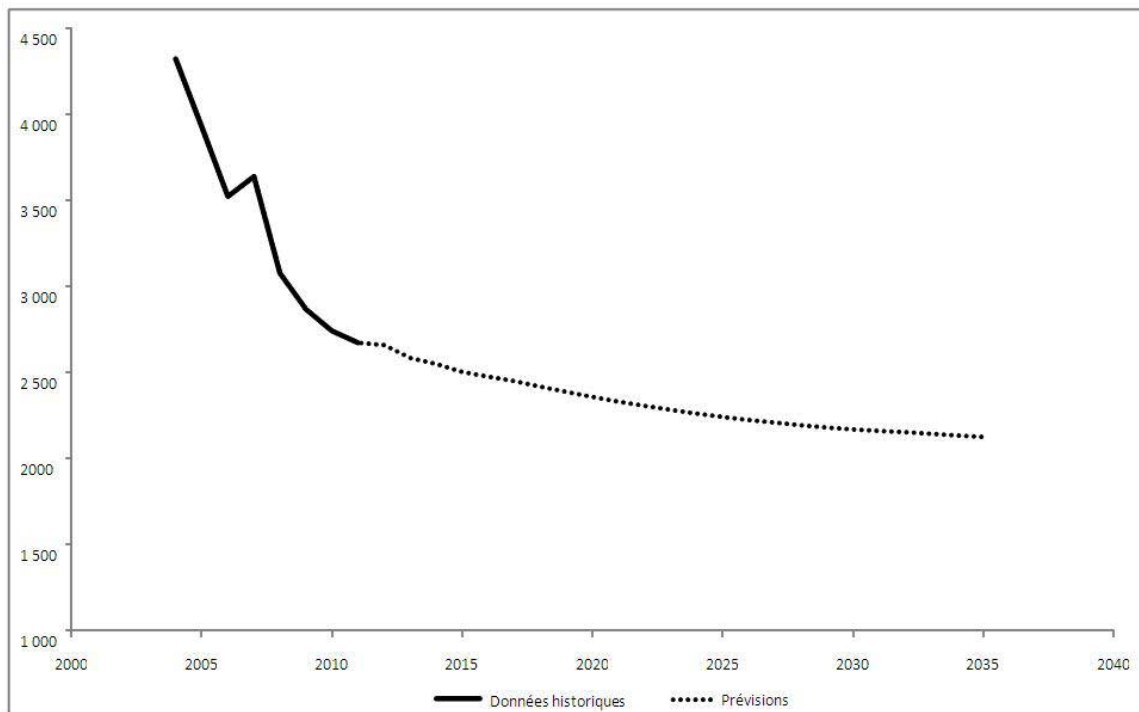
Le volume de carburant diesel utilisé pour le chauffage des locaux est négligeable, de sorte que seules des prév́isions de mazout de chauffage destiné au chauffage des locaux ont été nécessaires pour analyser l’exemption à l’échelle nationale applicable au chauffage des locaux. La figure 1 illustre la demande de mazout de chauffage aux fins de chauffage des locaux à l’échelle nationale, à l’exception de Terre-Neuve-et-Labrador et des territoires, les données historiques jusqu’en 2011 et les prév́isions pour 2012-2035, tel qu’il est décrit ci-dessus. On s’attend à une baisse de la demande de mazout de chauffage en raison de l’évolution du marché. Par exemple, le gaz naturel comme solution de rechange pour le chauffage est devenu de plus en plus attrayant en raison des prix plus faibles du gaz naturel à la suite de l’essor des gaz de schiste en Amérique du Nord.

Figure 1: Demand for heating distillate oil for space heating purposes (ML)²⁰



Source: E3MC, July 2013; ML = megalitres.

²⁰ Volumes exclude Newfoundland and Labrador and the Territories, as they are exempt from the *Renewable Fuels Regulations*.

Figure 1 : Demande de mazout de chauffage aux fins de chauffage des locaux (ML)²⁰

Source: Modèle 3E, juillet 2013; ML = mégalitres.

7.4.2. Relevant distillate volumes

Only certain volumes of diesel fuel and heating distillate oil are relevant to the analysis of the Amendments.

For the national space heating exemption, relevant volumes of heating distillate oil are those used for space heating purposes over 2013–2035 for British Columbia, Alberta, Saskatchewan, Manitoba, Ontario, Quebec, New Brunswick, Nova Scotia, and Prince Edward Island.²¹

For the Maritimes exemption extension, relevant volumes of diesel fuel are those sold for or delivered for use in the Maritime provinces during the first half of 2013. This was estimated by multiplying the forecasted demand by the proportion of diesel fuel sold in these provinces between January 1 and June 30, 2012.²² Volumes of heating distillate oil not used for space heating

7.4.2. Volumes de distillat pertinents

Seuls certains volumes de carburant diesel et de mazout de chauffage sont pertinents aux fins de l'analyse des modifications.

En ce qui a trait à l'exemption à l'échelle nationale pour le chauffage des locaux, les volumes de mazout de chauffage pertinents sont ceux utilisés aux fins de chauffage des locaux de 2013 à 2035 pour la Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan, le Manitoba, l'Ontario, le Québec, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard²¹.

En ce qui a trait à la prolongation de l'exemption pour les Maritimes, les volumes pertinents de diesel sont ceux vendus ou livrés aux fins d'utilisation dans les provinces maritimes au cours du premier semestre de 2013. Cela a été estimé en multipliant la demande prévue par la proportion de diesel vendu dans ces provinces entre le 1^{er} janvier et le 30 juin 2012²². Les volumes de mazout de

²¹ The Amendments will not directly reduce renewable content requirements for volumes of heating distillate oil for space heating in British Columbia since they are still covered by existing provincial regulations. British Columbia's *Renewable & Low Carbon Fuel Requirements Regulation* is the only provincial renewable fuels regulation that requires renewable content in heating distillate oil. For more information, visit www.bclaws.ca/EPLibraries/bclaws_new/document/ID/freeside/00_08016_01#section2.

²² Historical data on monthly diesel sales for these provinces in 2012 was obtained from Statistics Canada, Supply and disposition of refined petroleum products (available at www5.statcan.gc.ca/cansim/a26?lang=eng&retrLang=eng&id=1340004&tabMode=dataTable&srchLan=-1&p1=-1&p2=35).

²⁰ Les volumes excluent Terre-Neuve-et-Labrador ainsi que ceux des territoires puisque ces régions ne sont pas incluses dans le *Règlement sur les carburants renouvelables*.

²¹ Les modifications ne réduiront pas directement les exigences de contenu renouvelable pour les volumes de mazout de chauffage utilisés pour le chauffage des locaux en Colombie-Britannique, car ils sont toujours couverts par la réglementation provinciale existante. La *Renewable & Low Carbon Fuel Requirements Regulation* de la Colombie-Britannique est la seule réglementation provinciale exigeant un contenu renouvelable dans le mazout de chauffage. Pour plus d'information, veuillez consulter l'adresse suivante : www.bclaws.ca/EPLibraries/bclaws_new/document/ID/freeside/00_08016_01#section2.

²² Les données historiques mensuelles sur les ventes de diesel en 2012 pour ces provinces ont été obtenues de Statistiques Canada, Approvisionnement et utilisation de produits pétroliers raffinés (accessible à l'adresse www5.statcan.gc.ca/cansim/a26?id=1340004&p2=35&p1=-1&tabMode=dataTable&retrLang=fra&srchLan=-1&lang=fra).

purposes in these provinces in 2013 were accounted for by dividing their forecast annual volume in half.²³

7.4.3. Renewable content volumes

The *Renewable Fuels Regulations* require 2% renewable content based on the pre-blended volumes of diesel fuel and heating distillate oil subject to the Regulations. Total final blended product will therefore average 1.96% renewable content.²⁴ To determine the reduction in renewable content volumes, the relevant volumes of distillates were multiplied by 1.96%.^{25, 26}

7.4.4. Fuel energy content

HDRD has roughly a 5.5% lower average volumetric energy density than petroleum diesel.²⁷ Table 2 shows the average energy density of petroleum diesel, biodiesel from canola, and HDRD from palm and tallow feedstocks in megajoules per litre (MJ/L). The energy density of these fuels was used to determine the volume of fuel required to meet forecasted energy demand.²⁸

Table 2: Average energy density of select fuels²⁹

Fuel type	Energy density (MJ/L)
Petroleum diesel	38.653
HDRD (from palm)	36.511
HDRD (from tallow)	36.511
Biodiesel (from canola)	35.400

7.4.5. Fuel GHG emissions factors

Life cycle emission factors for diesel fuel and HDRD (from palm and tallow) were estimated using the Natural Resources Canada (NRCan) GHGenius model, version 4.02a, under average Canadian conditions, in order to inform estimates of incremental GHG

chauffage non utilisés à des fins de chauffage des locaux dans ces provinces en 2013 ont été pris en compte en réduisant le volume annuel de leurs prévisions de moitié²³.

7.4.3 Volumes de contenu renouvelable

Le *Règlement sur les carburants renouvelables* exige 2 % de carburant renouvelable basé sur les volumes de carburant diesel et de mazout de chauffage prémélangés visés par le Règlement. La version finale du produit mélangé comportera donc une moyenne de 1,96 % de carburant renouvelable²⁴. Pour déterminer la réduction des volumes de carburant renouvelable, les volumes pertinents de distillat ont été multipliés par 1,96 %^{25, 26}.

7.4.4 Teneur en énergie du combustible

Le DRPH a une densité d'énergie volumétrique d'environ 5,5 % plus faible que celle du diesel pétrolier²⁷. Le tableau 2 présente la moyenne de la densité de l'énergie de diesel pétrolier, de biodiesel dérivé du canola et du DRPH provenant d'huile de palme et de suif en mégajoules par litre (MJ/L). La densité de l'énergie de ces carburants a été utilisée afin de déterminer le volume de carburant requis pour satisfaire à la demande d'énergie prévue²⁸.

Tableau 2 : Moyenne de la densité de l'énergie de certains carburants²⁹

Combustible	Densité de l'énergie (MJ/L)
Diesel pétrolier	38,653
DRPH (à partir d'huile de palme)	36,511
DRPH (à partir du suif)	36,511
Biodiesel (à partir du canola)	35,400

7.4.5. Facteurs d'émission de gaz à effet de serre pour les carburants

Les facteurs d'émission du cycle de vie pour le carburant diesel et le diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH) [à partir de l'huile de palme et du suif] ont été évalués à l'aide du modèle GHGenius (version 4.02a) de Ressources naturelles Canada, selon

²³ These volumes represent heating distillate used in industrial processing. Half was used as the half-year factor in the absence of monthly data on these specific volumes, for which little seasonal variation is expected.

²⁴ For example, 100 ML of petroleum distillate would require the addition of 2 ML (2%) of renewable content. The resulting 102 ML would contain 1.96% renewable content (2 ÷ 102).

²⁵ An adjustment was also made to account for the renewable content in the additional fuel purchases required in the BAU.

²⁶ For the space heating exemption, compliance units will be created for volumes of distillates used for space heating in British Columbia, since the provincial regulations will continue to require 4% renewable content. This is expected to reduce actual renewable content volumes under the *Renewable Fuels Regulations* by an amount equal to the compliance units created by over-blending in British Columbia (relative to the requirements under the federal *Renewable Fuels Regulations*).

²⁷ *HVO Product Handbook*. Neste Oil, available at www.nesteoil.com/binary.asp?GUID=7A041F14-022A-4295-B1E4-1102585F5E3F.

²⁸ Volume adjustments for energy density were assumed necessary for volumes of HDRD, not biodiesel. Please see section 7.7.1, "Sensitivity to renewable content composition," for more discussion.

²⁹ Delucchi, Mark A. (2003) A Lifecycle Emissions Model (LEM): Lifecycle Emissions from Transportation Fuels, Motor Vehicles, Transportation Modes, Electricity Use, Heating and Cooking Fuels, and Materials; MAIN REPORT. Institute of Transportation Studies, University of California, Davis, Research Report UCD-ITS-RR-03-17-MAIN.

²³ Ces volumes représentent le mazout de chauffage utilisé dans les procédés industriels. La moitié a été utilisée comme facteur demi-année en l'absence de données mensuelles sur ces volumes spécifiques pour lesquels on peut s'attendre à peu de variations saisonnières.

²⁴ Par exemple, 100 ML de distillat pétrolier nécessiterait l'addition de 2 ML (2 %) de contenu renouvelable. Les 102 ML résultant contiendraient alors 1,96 % de contenu renouvelable (2 ÷ 102).

²⁵ Un ajustement a également été fait afin de tenir compte du contenu renouvelable des achats additionnels de carburant requis dans le scénario de statu quo.

²⁶ Relativement à l'exemption du mazout de chauffage, des unités de conformité seront créées pour les volumes de distillat utilisés aux fins de chauffage de locaux en Colombie-Britannique, puisque la réglementation provinciale nécessite un contenu renouvelable de 4 %. Cela devrait permettre de réduire les volumes réels de contenu renouvelable en vertu du *Règlement sur les carburants renouvelables* d'un montant égal aux unités de conformité créées par sur-mélange en Colombie-Britannique (relativement aux exigences en vertu du *Règlement sur les carburants renouvelables*).

²⁷ *Manuel de produits d'huile végétale hydrotraitée*, Neste Oil, www.nesteoil.com/binary.asp?GUID=7A041F14-022A-4295-B1E4-1102585F5E3F.

²⁸ Les ajustements de volume pour la densité de l'énergie ont été présumés nécessaires pour les volumes de DRPH, et non le biodiesel. Veuillez consulter la section 7.7.1, Sensibilité à la composition du contenu renouvelable, pour une discussion plus approfondie.

²⁹ Delucchi, Mark A. (2003) A Lifecycle Emissions Model (LEM): Lifecycle Emissions from Transportation Fuels, Motor Vehicles, Transportation Modes, Electricity Use, Heating and Cooking Fuels, and Materials; MAIN REPORT. Institute of Transportation Studies, University of California, Davis, Research Report UCD-ITS-RR-03-17-MAIN (en anglais seulement).

emissions due to the Amendments.³⁰ The GHG emission factors used in this analysis are presented in Table 3 below (e.g. in the case of diesel, 1 L of petroleum diesel used in an internal combustion engine results in approximately 3.506 kg of CO₂e emissions on a life cycle basis, which accounts for all emissions from production to combustion). These emissions factors are used to determine emissions from fuel consumed in both the business as usual and regulatory scenarios.

Table 3: GHG emissions factors for select fuels³¹

Fuel type	Emissions (kgCO ₂ e/L)
Petroleum diesel	3.506
HDRD (from palm)	1.877
HDRD (from tallow)	0.544
Biodiesel (from canola)	0.522

7.4.6. Diesel prices

Using E3MC, pre-tax retail diesel price projections were forecast for 2013–2035, which incorporates the National Energy Board (NEB) forecast for the West Texas Intermediate crude oil price as reported in the NEB’s Canada’s Energy Future: Energy Supply and Demand Projections to 2035 — Market Energy Assessment.³² E3MC uses this data to generate fuel price forecasts which are primarily based on consumer-choice modelling and historical relationships between macroeconomic and fuel price variables. To estimate wholesale diesel prices, the pre-tax diesel prices were reduced by a 2012 national average marketing operating margin of 9.7¢/L retrieved from Kent Marketing Services.³³ Figure 2 below shows the pre-tax wholesale diesel price forecast for 2013–2035.

des conditions canadiennes moyennes, afin d’alimenter les prévisions de l’augmentation des émissions de gaz à effet de serre attribuable aux modifications³⁰. Le tableau 3 ci-dessous présente les facteurs d’émissions de gaz à effet de serre utilisés dans cette analyse (par exemple dans le cas du carburant diesel, 1 L de diesel pétrolier utilisé dans un moteur à combustion interne produit environ 3,506 kg d’émissions de CO₂ équivalent [CO₂e] au cours du cycle de vie, ce qui représente l’ensemble des émissions provenant de la production à la combustion). Ces facteurs d’émission sont utilisés pour déterminer les émissions provenant de la consommation de carburant tant dans le scénario du maintien du statu quo que dans les scénarios réglementaires.

Tableau 3 : Facteurs d’émissions de gaz à effet de serre pour certains carburants³¹

Combustible	Émissions (kgCO ₂ e/L)
Diesel pétrolier	3,506
DRPH (à partir de l’huile de palme)	1,877
DRPH (à partir du suif)	0,544
Biodiesel (à partir du canola)	0,522

7.4.6. Prix du diesel

Les prévisions des prix du diesel avant taxes de vente au détail ont été établies pour 2013-2035 à l’aide du modèle énergie-émissions-économie du Canada (modèle 3E). Le modèle 3E intègre la prévision du prix du pétrole brut de West Texas Intermediate établie par l’Office national de l’énergie (ONE) et telle qu’elle est déclarée dans sa publication intitulée : Avenir énergétique du Canada — offre et demande énergétiques à l’horizon 2035 — évaluation du marché de l’énergie³². Le modèle 3E utilise ces données pour produire des prévisions relatives au prix du carburant qui sont principalement fondées sur la modélisation des choix des consommateurs et les liens historiques entre les variables macroéconomiques et les prix du carburant. Pour estimer les prix de gros du diesel, les prix du diesel avant taxes ont été réduits selon une marge d’exploitation de marketing nationale moyenne de 9,7¢/L en 2012, donnée obtenue de Kent Marketing Services³³. La figure 2 ci-dessous indique la prévision du prix de gros du diesel avant taxes pour 2013-2035.

³⁰ See section 7.7.1 for a sensitivity analysis for the GHG emissions factors for renewable fuels.

³¹ GHGenius, version 4.02a.

³² Available at www.neb.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfntn/nrgyrprt/nrgyfr/2011/nrgsppld-mndprjctn2035-eng.html#s2_1.

³³ Available at www.kentmarketingservices.com.

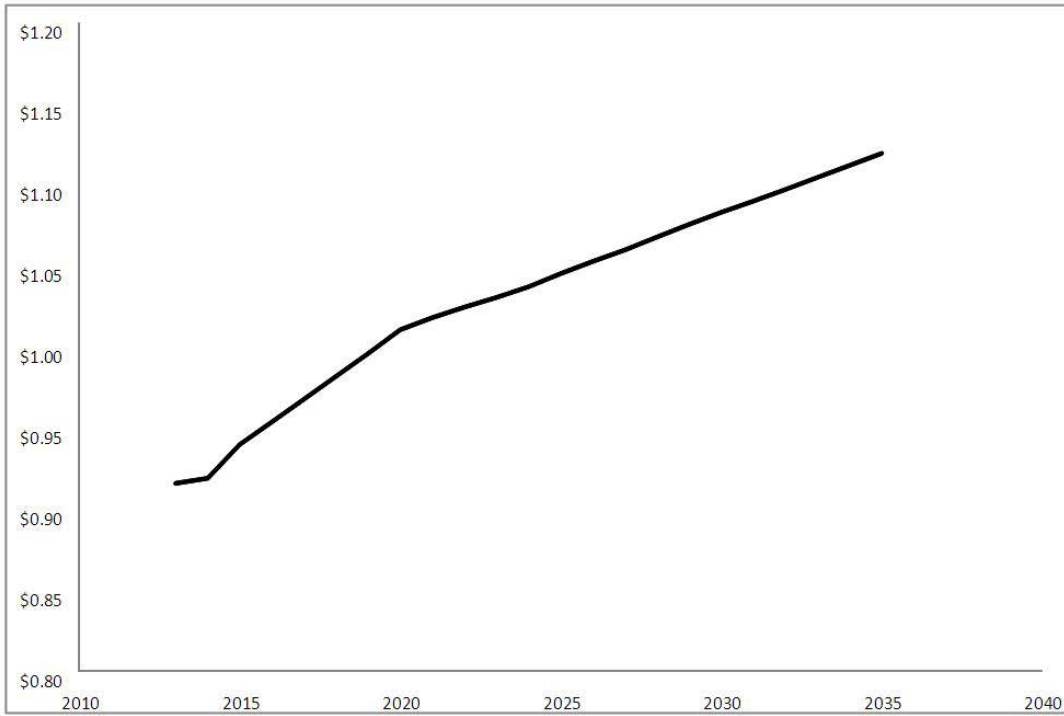
³⁰ Voir section 7.7.1 pour l’analyse de sensibilité relative aux variations des facteurs d’émissions de gaz à effet de serre des carburants renouvelables.

³¹ GHGenius, version 4.02a.

³² Accessible à l’adresse www.neb.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfntn/nrgyrprt/nrgyfr/2011/nrgsppld-mndprjctn2035-fra.html#s2.

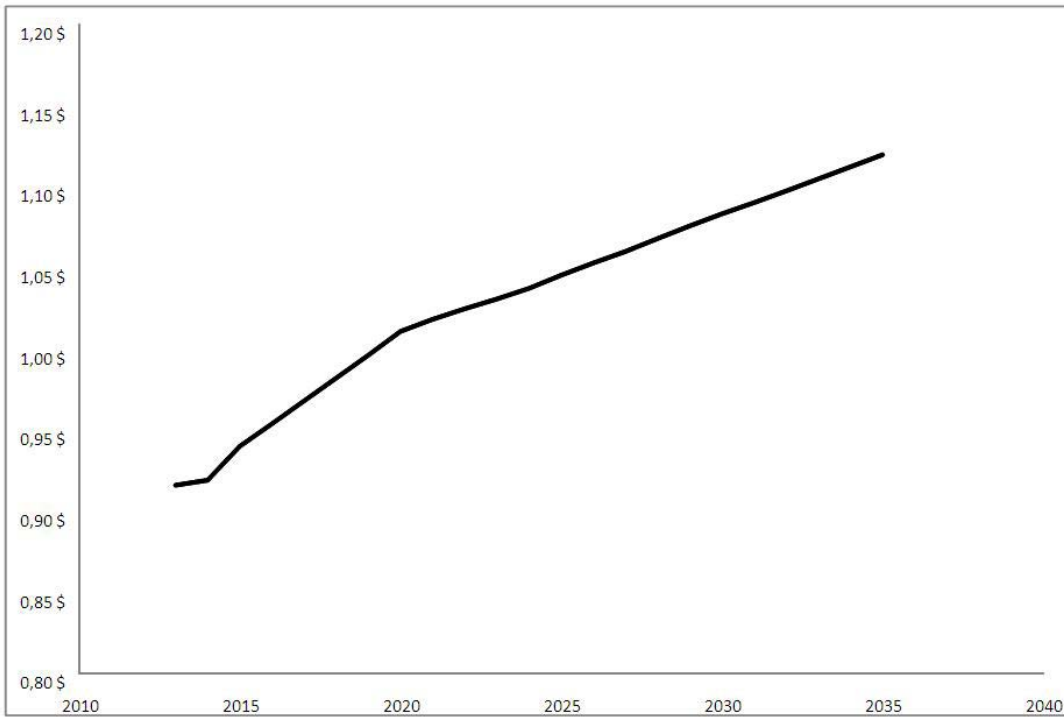
³³ Accessible à l’adresse suivante : www.kentmarketingservices.com.

Figure 2: Pre-tax, wholesale diesel price per litre in 2012 Canadian dollars



Source: E3MC, July 2013.

Figure 2 : Prix de gros du diesel par litre avant taxes en dollars canadiens de 2012



Source : Modèle 3E, juillet 2013.

7.4.7. Social cost of carbon

The estimated value of avoided damages from GHG reductions is based on the climate change damages avoided at the global level. These damages are usually referred to as the social cost of carbon (SCC). Estimates of the SCC between and within countries vary widely due to challenges in predicting future emissions, climate change, damages and determining the appropriate weight to place on future costs relative to near-term costs (discount rate) and foreign damages relative to domestic damages.

The SCC values used in this assessment draw on ongoing work undertaken by Environment Canada³⁴ in collaboration with a federal interdepartmental working group, and in consultation with a number of external academic experts. This work involves reviewing existing literature and other countries' approaches to valuing GHG emissions.

With the preliminary recommendations, based on current literature and in line with the approach adopted by the United States Interagency Working Group on the Social Cost of Carbon,³⁵ it is reasonable to estimate SCC values at \$29.38/tonne of CO₂e in 2013, increasing each year with the expected growth in damages.³⁶ Environment Canada's review also concludes that a value of \$116.45/tonne in 2013 should be considered, reflecting arguments raised by Weitzman (2011)³⁷ and Pindyck (2011)³⁸ regarding the treatment of right-skewed probability distributions of the SCC in cost-benefit analyses.³⁹ Their argument calls for full consideration of low probability, high-cost climate damage scenarios in cost-benefit analyses to more accurately reflect risk. A value of \$116.45/tonne does not, however, reflect the extreme end of SCC estimates, as some studies have produced values exceeding \$1,000/tonne of carbon emitted.

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

7.4.7. Coût social du carbone

La valeur estimée des dommages évités par la réduction des gaz à effet de serre se fonde sur l'évitement des dommages relatifs aux changements climatiques à l'échelle mondiale. Ces dommages sont habituellement appelés coût social du carbone. Les estimations du coût social du carbone varient considérablement entre les pays et au sein de ceux-ci en raison des défis liés à la prévision des émissions futures, des changements climatiques et des dommages, ainsi que de ceux liés à l'établissement de la pondération à accorder aux coûts futurs par rapport aux coûts à court terme (taux d'actualisation) et aux dommages provenant de l'extérieur par rapport aux dommages internes.

Les valeurs du coût social du carbone utilisées dans la présente évaluation reposent sur les travaux en cours entrepris par Environnement Canada³⁴ en collaboration avec un groupe de travail interministériel fédéral et en consultation avec un certain nombre d'experts universitaires externes. Dans le cadre de ce travail, la documentation existante et les approches d'autres pays à l'égard de l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre a été examiné.

Selon les recommandations préliminaires fondées sur la documentation actuelle et conformément à l'approche adoptée par l'Interagency Working Group on the Social Cost of Carbon³⁵ des États-Unis, il est raisonnable d'estimer les valeurs du coût social du carbone à 29,38 \$ par tonne d'équivalent CO₂ en 2013. Ces valeurs augmenteront chaque année avec la croissance prévue des dommages³⁶. L'étude menée par Environnement Canada conclut également qu'une valeur de 116,45 \$ par tonne en 2013 doit être prise en compte pour refléter les arguments soulevés par Weitzman (2011)³⁷ et Pindyck (2011)³⁸ en ce qui concerne le traitement de la distribution de probabilité de l'asymétrie à droite du coût social du carbone dans l'analyse coûts-avantages. L'argument de ces derniers réclame la pleine prise en compte des scénarios de dégâts climatiques à coûts élevés et à faible probabilité dans l'analyse des coûts³⁹ et des avantages afin de refléter plus adéquatement le risque. Cependant, une valeur de 116,45 \$ par tonne ne reflète pas la limite extrême des estimations du coût social du carbone, car certaines études ont produit des valeurs qui dépassent 1 000 \$ par tonne de carbone émis.

Le groupe de travail interministériel fédéral sur le coût social du carbone a également conclu qu'il est nécessaire d'examiner continuellement les estimations ci-dessus afin d'incorporer les progrès réalisés en matière de sciences physiques, de documentation économique et de modélisation, dans le but d'assurer la pertinence des estimations du coût social du carbone. Environnement Canada

³⁴ Contact Environment Canada's Economic Analysis Directorate for any questions regarding methodology, rationale, or policy.

³⁵ Technical support document, U.S. Interagency Working Group on Social Cost of Carbon, IWGSCC, 2010, "Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis Under Executive Order 12866," U.S. Government.

³⁶ The value of \$29.38/tonne of CO₂ in 2013 (in 2012 Canadian dollars) and its growth rate have been estimated using an arithmetic average of the three models PAGE, FUND, and DICE.

³⁷ "Fat-Tailed Uncertainty in the Economics of Catastrophic Climate Change," *Review of Environmental Economics and Policy*, 5(2), pp. 275–292 (summer 2011).

³⁸ "Fat Tails, Thin Tails, and Climate Change Policy," *Review of Environmental Economics and Policy*, summer 2011.

³⁹ The value of \$116.45/tonne of CO₂ in 2013 (in 2012 Canadian dollars) and its growth rate have been estimated using an arithmetic average of the two models PAGE and DICE. The FUND model has been excluded in this estimate because it does not include low probability, high-cost climate damage.

³⁴ Pour toutes questions reliées à la méthodologie, la justification ou la politique, veuillez communiquer avec la Direction de l'analyse économique d'Environnement Canada.

³⁵ Document de support technique U.S. Interagency Working Group on Social Cost of Carbon, IWGSCC, 2010, « Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis Under Executive Order 12866 », gouvernement des États-Unis (en anglais seulement).

³⁶ La valeur de \$29,38/tonne de CO₂ en 2013 (en dollars canadiens de 2012) et son taux de croissance ont été estimés en utilisant une moyenne arithmétique de trois modèles : PAGE, FUND et DICE.

³⁷ « Fat-Tailed Uncertainty in the Economics of Catastrophic Climate Change », *Review of Environmental Economics and Policy*, 5(2), pp. 275–292 (été 2011) [en anglais seulement].

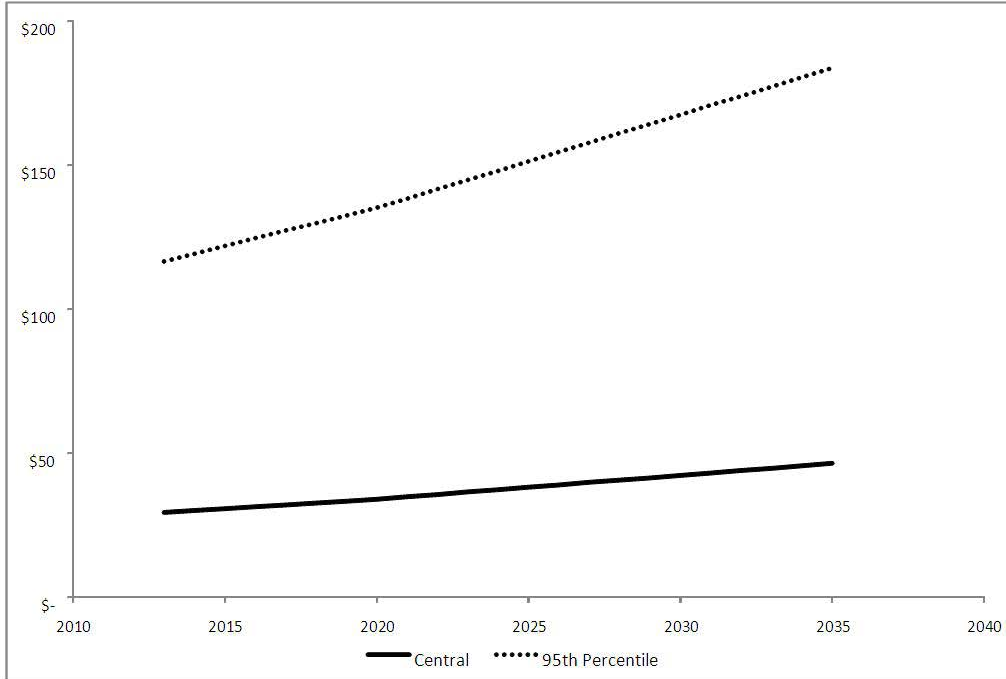
³⁸ « Fat Tails, Thin Tails, and Climate Change Policy », *Review of Environmental Economics and Policy*, été 2011 (en anglais seulement).

³⁹ La valeur de \$116,45/tonne de CO₂ en 2013 (en dollars canadiens de 2012) et son taux de croissance ont été estimés en utilisant une moyenne arithmétique des modèles PAGE et DICE. Le modèle FUND a été exclu de cet estimé puisqu'il n'inclue pas l'hypothèse de faible probabilité du coût élevé de détérioration du climat.

review and incorporate, as appropriate, new research on SCC in the future.

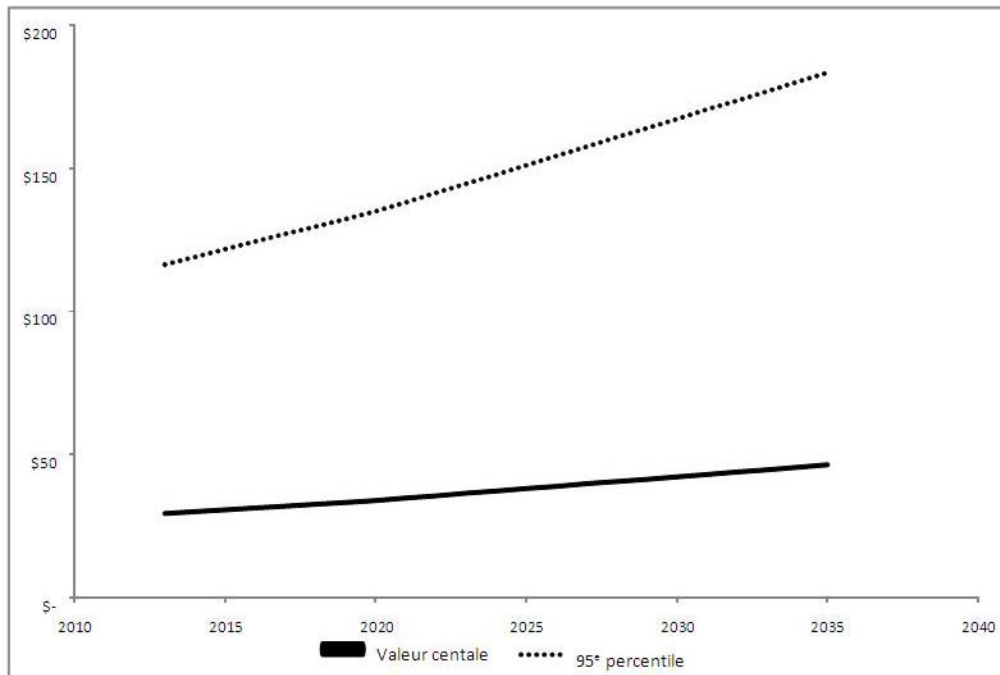
continuera à collaborer avec le groupe de travail interministériel du gouvernement fédéral et des experts externes pour examiner et intégrer au besoin les nouvelles recherches sur le coût social du carbone à l'avenir.

Figure 3: SCC estimates (2012 Canadian dollars per tonne)



Source: Federal interdepartmental working group on the social cost of carbon.

Figure 3 : Estimations du coût social du carbone (en dollars canadiens de 2012 par tonne)



Source : Groupe de travail interministériel fédéral sur les coûts sociaux du carbone.

7.5. Benefits

The Amendments are expected to result in primary supplier and consumer fuel savings due to the reduced renewable content requirements. Primary suppliers have demonstrated a preference to almost exclusively create blends with diesel fuel to meet their renewable content obligations for both diesel fuel and heating distillate oil. This suggests that renewable content reductions resulting from these Amendments will be replaced by less expensive diesel fuel, resulting in fuel cost savings for suppliers. Diesel also has slightly higher energy content than renewable fuel, meaning that consumers should need less fuel to meet their energy demands, resulting in direct fuel savings for consumers.⁴⁰

7.5.1. Supplier fuel cost savings

The Amendments reduce the renewable content obligations for primary suppliers of diesel fuel and heating distillate oil to the Maritimes in 2013, and for primary suppliers of heating distillate oil for space heating purposes nationally from 2013 onwards. Figure 4 shows the estimated incremental reduction in renewable content as a result of the Amendments.⁴¹ The decreasing trend in incremental reductions in renewable content over the period 2013–2035 reflects the forecasted decrease in relevant heating distillate oil demand, as shown previously in Figure 1. The incremental reductions from the Maritimes exemption extension are assumed to occur in 2013, although the extended compliance period for 2013–2014 may imply some reallocation across these two years.

7.5. Avantages

Les modifications devraient entraîner des économies sur le carburant pour le fournisseur et le consommateur en raison de la diminution des exigences liées à la teneur en carburant renouvelable. Les fournisseurs principaux ont démontré une préférence pour créer des mélanges presque exclusivement au carburant diesel afin de respecter leurs obligations en matière de carburant renouvelable pour le carburant diesel et le mazout de chauffage. Cela laisse entendre que les réductions de contenu renouvelable découlant de ces modifications seront remplacées par du carburant diesel moins coûteux, entraînant ainsi des économies de carburant pour les fournisseurs. Le carburant diesel présente également une teneur d'énergie légèrement plus élevée que le carburant renouvelable, ce qui signifie que les consommateurs⁴⁰ auront moins besoin de carburant pour répondre à leurs besoins énergétiques, se qui entraîne des économies de carburant.

7.5.1. Économies de carburant pour le fournisseur

Les modifications réduisent les exigences réglementaires liées à la teneur de carburant renouvelable imposées aux fournisseurs principaux de diesel et de mazout de chauffage dans la région des Maritimes en 2013 et aux fournisseurs principaux de mazout de chauffage destiné au chauffage de locaux à l'échelle nationale à partir de 2013. La figure 4 illustre l'estimation de la réduction progressive de la teneur du contenu renouvelable qui sera obtenue avec l'apport des modifications⁴¹. La tendance à la baisse des réductions progressives du contenu renouvelable au cours de la période 2013-2035 reflète la diminution prévue de la demande en mazout de chauffage, comme l'illustre la figure 1. Les réductions progressives prévues dans le cadre de la prolongation de l'exemption dans la région des Maritimes devraient se réaliser en 2013 même si la prolongation de la période de conformité pour 2013-2014 peut nécessiter une certaine réaffectation au cours de ces deux années.

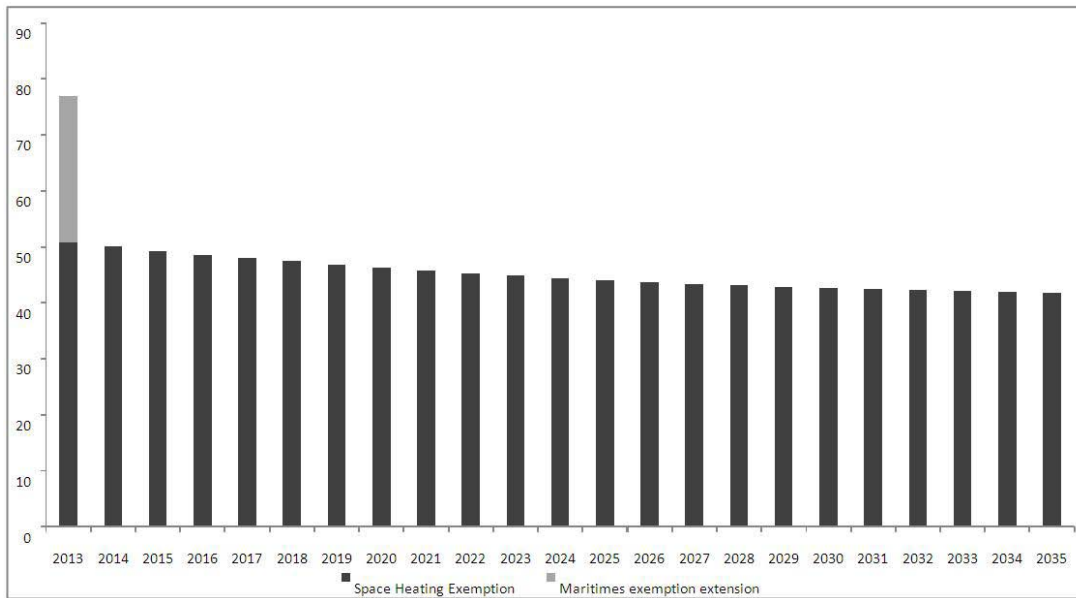
⁴⁰ See section 7.7.1 for greater detail. HDRD and biodiesel have different energy content and lubricity properties, which were considered in the sensitivity analysis for volumes of biodiesel.

⁴¹ This includes the renewable content in the additional fuel purchases required in the business as usual scenario, which are accounted for in consumer fuel savings.

⁴⁰ Voir la section 7.7.1 pour plus de détails. Le DRPH et le biodiesel ont des propriétés différentes en ce qui concerne le contenu énergétique et la lubrlicité. Cela a été considéré dans l'analyse de sensibilité relative aux volumes de biodiesel.

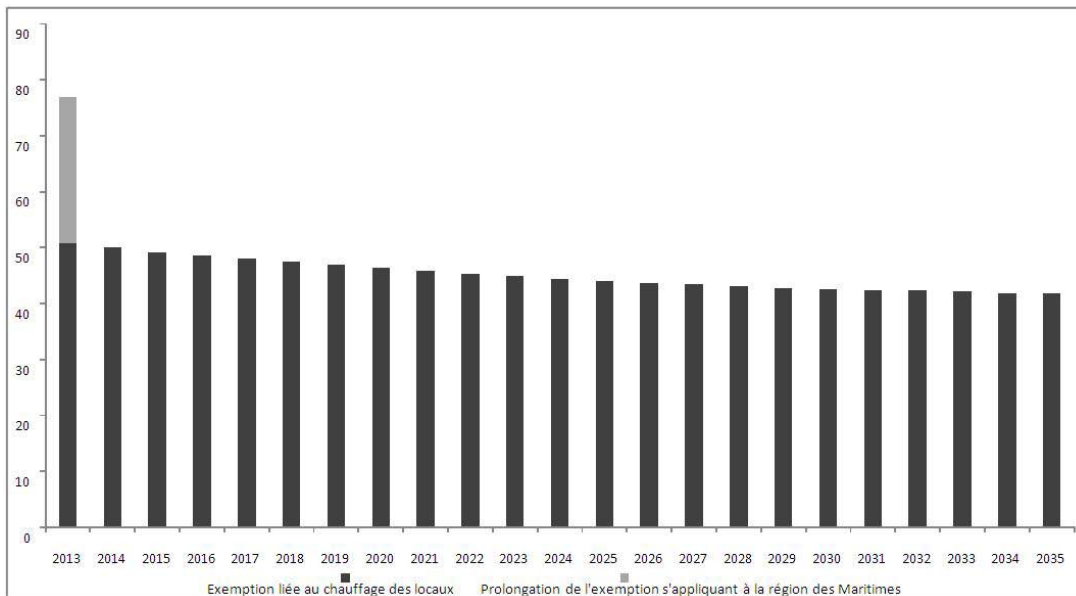
⁴¹ Cela comprend la teneur en carburant renouvelable dans les achats de carburant supplémentaires que demande le scénario de maintien du statu quo et qui sont pris en compte dans les économies de carburant pour le consommateur.

Figure 4: Yearly incremental reductions in renewable content (ML)⁴²



Source: Modelling results as described in sections 7.4.1 to 7.4.4; ML = megalitres.

Figure 4 : Réductions supplémentaires annuelles du contenu renouvelable (ML)⁴²



Source : Résultats de modélisation, tels qu'ils sont décrits dans les sections 7.4.1 à 7.4.4; ML = mégalitres.

Cost reductions are expected to be realized due to reduced imports of HDRD. These will be partially offset by increased diesel purchases to replace the volume of renewable fuel reduced.⁴³ The net result will be fuel cost savings to suppliers, as shown in Table 4 below.

Des économies de coûts pourront être réalisées grâce à la réduction des importations de DRPH. Ces réductions seront partiellement compensées par une augmentation des achats de diesel remplaçant le volume de carburant renouvelable réduit⁴³. Le résultat net se traduira en économies de coûts du carburant pour les fournisseurs, comme l'indique le tableau 4 ci-dessous.

⁴² Yearly incremental reductions in renewable content were calculated using information in sections 7.4.1 to 7.4.4.

⁴² Les réductions progressives annuelles du contenu renouvelable ont été calculées au moyen des données des sections 7.4.1 à 7.4.4.

⁴³ The pre-tax, wholesale diesel price was used to estimate the cost of diesel purchases.

⁴³ Le prix de gros du diesel avant taxes a été utilisé pour estimer les coûts d'achat de diesel.

The present value of cost reductions from reduced HDRD imports as a result of the space heating exemption is estimated to be \$1,030.3 million for 2013–2035. The cost of increased diesel purchases over this period is estimated to be \$784.2 million, resulting in net supplier fuel cost savings of \$246.1 million for the space heating exemption.

The Maritimes exemption extension is expected to result in cost reductions from reduced HDRD imports estimated at \$34.5 million in 2013. The cost of increased diesel purchases is estimated to be \$24.0 million in 2013, resulting in net supplier fuel cost savings of \$10.5 million from the Maritimes exemption extension.

Overall, the Amendments are expected to result in net supplier fuel cost savings, over the period 2013–2035, estimated at a present value of \$256.6 million.

Table 4: Incremental supplier fuel cost savings, in millions of 2012 Canadian dollars

Fuel savings (and offsetting costs)	2013	2023	2035	2013–2035 (PV)
Space heating exemption				
HDRD import cost reductions	66.7	59.6	59.2	1,030.3
Cost of increased diesel purchases	(46.4)	(46.2)	(46.7)	(784.2)
Net fuel cost savings	20.3	13.4	12.5	246.1
Maritimes exemption extension				
HDRD import cost reductions	34.5	0.0	0.0	34.5
Cost of increased diesel purchases	(24.0)	(0.0)	(0.0)	(24.0)
Net fuel cost savings	10.5	0.0	0.0	10.5
Total net fuel cost savings	30.8	13.4	12.5	256.6

Note: Due to rounding, some of the totals may not match; PV = present value discounted to 2013 at a 3% discount rate.

In this analysis, net supplier fuel cost savings represent avoided costs of the current Regulations, and some of this benefit may be passed onto consumers of diesel fuel or heating distillate oil.

7.5.2. Consumer fuel savings

A 1.96% final blend of HDRD in diesel constitutes a 0.11% reduction in energy content per litre compared to the average energy content of petroleum diesel. On an individual basis, this reduction in volumetric energy content would not result in a noticeable increase in fuel consumption. At the national level, however,

La valeur actuelle des réductions de coûts occasionnée par la réduction des importations de DRPH et attribuable à l'exemption liée au chauffage des locaux est estimée à 1 030,3 millions de dollars pour 2013-2035. Les coûts accrus d'achat de carburant diesel au cours de cette période sont estimés à 784,2 millions de dollars, ce qui entraîne des économies nettes du coût de carburant de 246,1 millions de dollars liées à l'exemption s'appliquant au chauffage des locaux pour le fournisseur.

La prolongation de l'exemption s'appliquant à la région des Maritimes devrait entraîner des réductions de coûts suscitées par la réduction des importations de DRPH estimées à 34,5 millions de dollars en 2013. Les coûts accrus d'achat de carburant diesel sont estimés à 24,0 millions de dollars en 2013, ce qui entraîne pour le fournisseur des économies nettes du coût du carburant de 10,5 millions de dollars liées à la prolongation de l'exemption s'appliquant à la région des Maritimes.

Dans l'ensemble, les modifications devraient entraîner pour le fournisseur des économies de coût de carburant d'une valeur actualisée de 256,6 millions de dollars au cours de la période 2013-2035.

Tableau 4 : Économies supplémentaires en coûts du carburant pour le fournisseur, en millions de dollars canadiens de 2012

Économies de carburant (et coûts de compensation)	2013	2023	2035	2013-2035 (valeur actuelle)
Exemption liée au chauffage des locaux				
Réductions de coûts liées à l'importation de DRPH	66,7	59,6	59,2	1 030,3
Coût de l'augmentation des achats de carburant diesel	(46,4)	(46,2)	(46,7)	(784,2)
Économies nettes de carburant	20,3	13,4	12,5	246,1
Prolongation de l'exemption s'appliquant à la région des Maritimes				
Réductions de coûts liées à l'importation de DRPH	34,5	0,0	0,0	34,5
Coût de l'augmentation des achats de carburant diesel	(24,0)	(0,0)	(0,0)	(24,0)
Économies nettes de carburant	10,5	0,0	0,0	10,5
Total des économies nettes de carburant	30,8	13,4	12,5	256,6

Remarque : Les chiffres étant arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué; valeur actuelle = valeur actuelle actualisée pour 2013 à un taux d'actualisation de 3 %.

Dans cette analyse, les économies nettes du coût de carburant pour le fournisseur représentent les coûts évités du Règlement actuel, et une partie de ces économies pourraient être transmises aux consommateurs de carburant diesel ou du mazout de chauffage.

7.5.2. Économies de carburant pour le consommateur

Un mélange final de 1,96 % de DRPH dans le carburant diesel représente une réduction de 0,11 % de la teneur en énergie par litre par rapport à celle du diesel pétrolier. Sur une base individuelle, cette réduction de la teneur en énergie en fonction du volume n'entraînerait aucune augmentation notable de la consommation de

much larger volumes of fuel are considered, and it is important to account for this small energy difference.

The Amendments will see some renewable content replaced by petroleum diesel. The result is some cost savings to Canadian end-users since less purchased diesel volume will be required in order to meet the same total energy demand. Reduced fuel purchases from the space heating exemption are expected to be about 57.5 ML for 2013–2035, with an estimated present value of \$47.6 million.⁴⁴ The Maritimes exemption extension is expected to result in reduced fuel purchases of about 1.5 ML in 2013, with cost savings estimated at a present value of \$1.5 million. The total present value of reduced fuel purchases as a result of these Amendments is estimated to be \$49.1 million, as shown in Table 5 below.

Table 5: Reduction in fuel purchases, in millions of 2012 Canadian dollars

	2013	2023	2035	2013–2035 (PV)
Space heating exemption	2.8	2.8	2.8	47.6
Maritimes exemption extension	1.5	0	0	1.5
Total incremental benefit	4.3	2.8	2.8	49.1

Note: Due to rounding, some of the totals may not match; PV = present value discounted to 2013 at a 3% discount rate.

7.5.3. Total benefits

The present value of total benefits from the space heating exemption from the *Renewable Fuels Regulations* is estimated to be \$293.7 million. The Maritimes exemption extension is expected to result in a present value of total benefits estimated at \$12.0 million. The total benefits from the Amendments are thus estimated to be \$305.7 million (present value), as shown in Table 6 below.

Table 6: Total benefits, in millions of 2012 Canadian dollars

	2013	2023	2035	2013–2035 (PV)
Space heating exemption	23.1	16.2	15.3	293.7
Maritimes exemption extension	12.0	0.0	0.0	12.0
Total benefits	35.1	16.2	15.3	305.7

Note: Due to rounding, some of the totals may not match; PV = present value discounted to 2013 at a 3% discount rate.

carburant. À l'échelle nationale, des volumes beaucoup plus importants de carburant sont toutefois pris en compte, et il est important de tenir compte de cette petite différence sur le plan du contenu énergétique.

Les modifications visent le remplacement d'une part du contenu renouvelable par le diesel pétrolier. Il en résultera certaines économies de coûts pour les utilisateurs finaux au Canada étant donné qu'un volume moindre de diesel sera requis pour répondre à la même demande totale d'énergie. La réduction des achats de carburant associés à l'exemption liée au chauffage des locaux sont évalués à environ 57,5 ML pour 2013–2035, avec une valeur actuelle estimée de 47,6 millions de dollars⁴⁴. La prolongation de l'exemption s'appliquant à la région des Maritimes comprendra une réduction des achats de carburant se chiffrant à environ 1,5 ML en 2013, avec des économies estimées à une valeur actualisée de 1,5 million de dollars. La valeur actuelle totale de la réduction des achats de carburant à la suite de ces modifications est estimée à 49,1 millions de dollars, comme l'indique le tableau 5 ci-dessous.

Tableau 5 : Réduction des achats de carburant, en millions de dollars canadiens de 2012

	2013	2023	2035	2013-2035 (valeur actuelle)
Exemption liée au chauffage des locaux	2,8	2,8	2,8	47,6
Prolongation de l'exemption s'appliquant à la région des Maritimes	1,5	0	0	1,5
Avantages supplémentaires totaux	4,3	2,8	2,8	49,1

Remarque : Les chiffres étant arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué; valeur actuelle = valeur actuelle actualisée pour 2013 à un taux d'actualisation de 3 %.

7.5.3. Avantages totaux

La valeur actuelle de l'ensemble des avantages totaux associés à l'exemption liée au chauffage des locaux prévue dans le *Règlement sur les carburants renouvelables* est estimée à 293,7 millions de dollars. La prolongation de l'exemption s'appliquant à la région des Maritimes entraînera des avantages totaux estimés à 12,0 millions de dollars (valeur actuelle). Les avantages totaux résultant des modifications sont par conséquent estimés à 305,7 millions de dollars (valeur actuelle), comme l'indique le tableau 6 ci-dessous.

Tableau 6 : Avantages totaux, en millions de dollars canadiens en 2012

	2013	2023	2035	2013-2035 (valeur actuelle)
Exemption liée au chauffage des locaux	23,1	16,2	15,3	293,7
Prolongation de l'exemption s'appliquant à la région des Maritimes	12,0	0,0	0,0	12,0
Avantages totaux	35,1	16,2	15,3	305,7

Remarque : Les chiffres étant arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué; valeur actuelle = valeur actuelle actualisée pour 2013 à un taux d'actualisation de 3 %.

⁴⁴ The pre-tax, retail diesel price was used to estimate consumer fuel savings.

⁴⁴ Le prix du diesel avant taxes de vente au détail a été utilisé afin d'estimer les économies de carburant pour le consommateur.

7.6. Costs

The Amendments are expected to result in foregone GHG emissions reductions due to the reduced renewable content requirements for primary suppliers. These GHG emissions are the main quantified cost in this analysis, and are monetized using a social cost of carbon of about \$29 per tonne in 2013.

7.6.1. Foregone GHG emissions reductions

GHGenius life cycle assessment (LCA) modelling⁴⁵ estimated that GHG emissions by volume are higher for petroleum diesel than for HDRD. The Amendments will result in reduced HDRD content and increased petroleum content in diesel fuel, resulting in an increase in GHG emissions. This will be partially offset by an overall reduction in fuel purchases since the diesel pool will include less renewable content, which has lower energy content. The net result is expected to be an increase in GHG emissions due to these Amendments.

As a result of the space heating exemption, it is estimated that the foregone GHG emissions reductions will be 1.90 Mt over the period 2013–2035, or less than 0.10 Mt per year. The Maritimes exemption extension is estimated to result in approximately 0.05 Mt in GHG emissions in 2013. For the period 2013–2035, the Amendments are expected to result in a total of approximately 2.0 (1.95) Mt of GHG emissions, as shown in Table 7 below.

Table 7: Incremental GHG emissions, in millions of tonnes (Mt CO₂e)

	2013	2023	2035	2013–2035
Space heating exemption	0.09	0.08	0.08	1.90
Maritimes exemption extension	0.05	0.00	0.00	0.05
Total incremental emissions	0.14	0.08	0.08	1.95

Note: Due to rounding, some of the totals may not match.

The incremental GHG emissions that are estimated to result from the Amendments are monetized in Table 8 below, based on the central value for the social cost of carbon of \$29 in 2013 (and increasing thereafter), as shown previously in Figure 3.

The present value of total costs from the space heating exemption from the *Renewable Fuels Regulations* is estimated to be \$51.3 million. The present value of total costs from the Maritimes exemption is estimated at \$1.4 million. The total costs from the Amendments are thus estimated to be \$52.7 million (present value) based on the central value for the social cost of carbon. The results are presented below in Table 8.

7.6. Coûts

Les modifications devraient se traduire par un manque à gagner de réductions de gaz à effet de serre en raison de la réduction des exigences s'appliquant au contenu en carburant renouvelable pour les fournisseurs principaux. Ces émissions de gaz à effet de serre sont les principaux coûts quantifiés dans cette analyse et elles sont exprimées en dollars à l'aide d'un coût social du carbone d'environ 29 \$ par tonne en 2013.

7.6.1. Manque à gagner dans les réductions des émissions de gaz à effet de serre

L'analyse du cycle de vie (ACV) réalisée avec le modèle GHGenius⁴⁵ a conclu que le diesel pétrolier affiche des émissions de gaz à effet de serre par volume plus élevées que celles du DRPH. Les modifications permettront de réduire le contenu en DRPH requis et une hausse du contenu en pétrole dans le carburant diesel, ce qui entraînera une hausse des émissions de gaz à effet de serre. Cela sera partiellement compensé par une réduction globale des achats de carburant puisque le stock de diesel comprendra moins de carburant renouvelable, qui a une teneur plus faible en énergie. Le résultat net des modifications devrait se traduire par une augmentation des émissions de gaz à effet de serre.

En raison de l'exemption liée au chauffage des locaux, on estime que le manque à gagner dans les réductions des émissions de gaz à effet de serre serait de 1,90 Mt pour la période de 2013-2035, soit inférieur à 0,10 Mt par année. La prolongation de l'exemption s'appliquant à la région des Maritimes entraînera environ 0,05 Mt d'émissions de gaz à effet de serre en 2013. Pour la période de 2013-2035, les modifications entraîneront un total d'émissions de gaz à effet de serre d'environ 2,0 (1,95) Mt, comme l'indique le tableau 7 ci-dessous.

Tableau 7 : Émissions supplémentaires de gaz à effet de serre, en millions de tonnes (Mt CO₂e)

	2013	2023	2035	2013–2035
Exemption liée au chauffage des locaux	0,09	0,08	0,08	1,90
Prolongation de l'exemption s'appliquant à la région des Maritimes	0,05	0,00	0,00	0,05
Émissions supplémentaires totales	0,14	0,08	0,08	1,95

Remarque : En raison de l'arrondissement des chiffres, certains des totaux peuvent ne pas correspondre.

Les émissions supplémentaires de gaz à effet de serre qui résulteront des modifications sont exprimées en dollars dans le tableau 8 ci-dessous, selon la valeur centrale associée au coût social du carbone de 29 \$ en 2013 (et augmentant par la suite), comme il est indiqué précédemment dans la figure 3.

La valeur actuelle de l'ensemble des coûts totaux associés à l'exemption liée au chauffage des locaux prévue dans le *Règlement sur les carburants renouvelables* est estimée à 51,3 millions de dollars. La valeur actuelle des coûts totaux de l'exemption s'appliquant à la région des Maritimes est estimée à 1,4 million de dollars. Le total des coûts des modifications est donc estimé à 52,7 millions de dollars (valeur actuelle), d'après la valeur centrale liée au coût social du carbone. Les résultats sont présentés ci-dessous dans le tableau 8.

⁴⁵ Based on version 4.02a. For more information, visit www.ghgenius.ca/about.php.

⁴⁵ Basé sur la version 4.02a. Pour obtenir de plus amples renseignements, consulter le site Web www.ghgenius.ca/about.php.

Table 8: Incremental GHG emissions, in millions of 2012 Canadian dollars

	2013	2023	2035	2013–2035 (PV)
Space heating exemption	2.7	3.0	3.6	51.3
Maritimes exemption extension	1.4	0	0	1.4
Total incremental cost	4.1	3.0	3.6	52.7

Note: Due to rounding, some of the totals may not match; PV = present value discounted to 2013 at a 3% discount rate.

7.7. Summary of costs and benefits

For the period 2013–2035, the present value of total benefits is estimated at \$306 million from direct fuel cost savings for industry (\$257 million) and consumers (\$49 million). The present value of total costs is estimated at \$53 million, based on foregone GHG emissions reductions of 2.0 million tonnes (megatonnes) valued at a social cost of carbon of about \$29 per tonne in 2013. The present value of net benefits is estimated at \$253 million over 23 years, with benefits outweighing costs by a ratio of almost six to one. The results of the cost-benefit analysis of the Amendments are presented in Table 9.

Table 9: Summary of main results, in millions of 2012 Canadian dollars

Incremental costs and benefits (million 2012 CAN\$)	Base Year: 2013	2023	Final Year: 2035	Total 23 Year (PV) 2013–2035
Quantified industry benefits				
Supplier fuel cost savings	30.8	13.4	12.5	256.6
Quantified consumer benefits				
Consumer fuel cost savings	4.3	2.8	2.8	49.1
Total benefits	35.1	16.2	15.3	305.7
Quantified social costs				
GHG emissions (SCC at \$29/tonne)	4.1	3.0	3.6	52.7
Total costs	4.1	3.0	3.6	52.7
Net benefit (SCC at \$29/tonne)	30.9	13.2	11.8	253.0
Net benefit (alternate SCC at \$116/tonne)	18.6	4.3	1.3	96.5
Benefit-to-cost ratio (SCC at \$29/tonne)	8.5	5.4	4.3	5.8

Tableau 8 : Émissions de gaz à effet de serre supplémentaires, en millions de dollars canadiens de 2012

	2013	2023	2035	2013-2035 (valeur actuelle)
Exemption liée au chauffage des locaux	2,7	3,0	3,6	51,3
Prolongation de l'exemption s'appliquant à la région des Maritimes	1,4	0	0	1,4
Coût supplémentaire total	4,1	3,0	3,6	52,7

Remarque : Les chiffres étant arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué; valeur actuelle = valeur actuelle actualisée pour 2013 à un taux d'actualisation de 3 %.

7.7. Résumé des coûts et des avantages

Pour la période de 2013 à 2035, la valeur actuelle des avantages totaux est estimée à 306 millions de dollars provenant d'économies directes de carburant pour l'industrie (257 millions de dollars) et pour les consommateurs (49 millions de dollars). La valeur actuelle des coûts totaux est estimée à 53 millions de dollars, d'après le manque à gagner dans les réductions des émissions de gaz à effet de serre de 2,0 millions de tonnes (mégatonnes) dont la valeur est estimée à un coût social du carbone d'environ 29 \$ par tonne en 2013. La valeur actuelle des avantages nets est estimée à près de 253 millions de dollars sur une période de 23 ans; les avantages sont supérieurs aux coûts selon un ratio de près de six pour un. Les résultats de l'analyse coûts-avantages des modifications sont présentés dans le tableau 9.

Tableau 9 : Résumé des principaux résultats, en millions de dollars canadiens de 2012

Coûts et avantages supplémentaires (en millions de dollars canadiens de 2012)	Année de référence : 2013	2023	Dernière année : 2035	Total sur 23 ans (valeur actuelle) 2013-2035
Avantages quantifiés pour l'industrie				
Économies de carburant pour le fournisseur	30,8	13,4	12,5	256,6
Avantages quantifiés pour le consommateur				
Économies de carburant de consommation	4,3	2,8	2,8	49,1
Avantages totaux	35,1	16,2	15,3	305,7
Coûts sociaux quantifiés				
Émissions de gaz à effet de serre (coût social du carbone à 29 \$/tonne)	4,1	3,0	3,6	52,7
Coûts totaux	4,1	3,0	3,6	52,7
Avantage net (coût social du carbone à 29 \$/tonne)	30,9	13,2	11,8	253,0
Avantage net (autre coût social du carbone à 116 \$/tonne)	18,6	4,3	1,3	96,5
Ratio coûts-avantages (coût social du carbone à 29 \$/tonne)	8,5	5,4	4,3	5,8

Incremental costs and benefits (million 2012 CAN\$)	Base Year: 2013	2023	Final Year: 2035	Total 23 Year (PV) 2013-2035
GHG emissions (Mt CO ₂ e)	0.1	0.1	0.1	2.0

Note: Due to rounding, some of the totals may not match; PV = present value discounted to 2013 at a 3% discount rate.

7.7.1. Sensitivity analysis

Several sensitivity analyses were completed to consider the impact of uncertainty in key variables. For the sensitivity analyses examined, the Amendments demonstrate positive expected net benefits ranging from \$43.8 to \$328.9 million and foregone GHG emissions reductions ranging from 0.7 to 3.0 Mt. The results are presented below.

Sensitivity to renewable content composition

The Regulatory Impact Analysis (RIAS) for the *Amendments to the Renewable Fuels Regulations*, published in the *Canada Gazette*, Part II, on July 20, 2011,⁴⁶ assumed that, nationally, for 2012–2035, 90% of incremental demand would be met by domestic production of biodiesel and 10% by imports of HDRD. Primary suppliers of distillate to Eastern Canada currently favour HDRD imports,⁴⁷ and the base case of this analysis assumes that 100% of renewable content reductions as a result of these Amendments will be reductions in HDRD. A sensitivity analysis on this assumption was completed, with the results presented below in Table 10.

The biodiesel volumes analysed in the sensitivity analysis are assumed to be canola-based. The majority of biodiesel blending in Canada occurs in Western Canada, of which a significant portion is canola-based biodiesel. As well, significant additional domestic production capacity of canola-based biodiesel in Western Canada is expected in the near future. If biodiesel blending to meet renewable content obligations for primary suppliers of distillate to Eastern Canada were to occur, the expected least-cost approach would be additional blending of canola-based biodiesel in Western Canada, either through the trading of compliance units or use of within-company distillate pool averaging.⁴⁸

Coûts et avantages supplémentaires (en millions de dollars canadiens de 2012)	Année de référence : 2013	2023	Dernière année : 2035	Total sur 23 ans (valeur actuelle) 2013-2035
Émissions de gaz à effet de serre (en Mt d'équivalents en CO ₂ e)	0,1	0,1	0,1	2,0

Remarque : Les chiffres étant arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué; valeur actuelle = valeur actuelle actualisée pour 2013 à un taux d'actualisation de 3 %.

7.7.1. Analyse de sensibilité

Une analyse de sensibilité a été effectuée pour étudier l'impact de l'incertitude parmi les variables clés. Parmi les analyses de sensibilité examinées, les modifications démontrent des avantages nets positifs prévus variant entre 43,8 et 328,9 millions de dollars et un manque à gagner dans les réductions des émissions de gaz à effet de serre variant entre 0,7 et 3,0 Mt. Les résultats sont présentés ci-dessous.

Sensibilité à la composition du contenu renouvelable

Le Résumé de l'étude d'impact de la réglementation (RÉIR) des modifications du *Règlement sur les carburants renouvelables*, publiées dans la Partie II de la *Gazette du Canada* le 20 juillet 2011⁴⁶, a présumé qu'à l'échelle nationale, pour 2012-2035, 90 % de la demande supplémentaire serait comblée par la production intérieure de biodiesel et 10 % par des importations de DRPH. Les fournisseurs principaux de distillat dans l'Est canadien sont actuellement en faveur des importations de DRPH⁴⁷, et le scénario de référence de cette analyse présume que 100 % des réductions de contenu renouvelable découlant de ces modifications seront des réductions de DRPH. Une analyse de la sensibilité selon cette hypothèse a été menée, et ses résultats figurent ci-dessous au tableau 10.

Les volumes de biodiesel analysés dans l'analyse de la sensibilité sont présumés à base de canola. La majorité des mélanges de biodiesel qui sont créés au Canada le sont dans l'Ouest canadien, dont une partie importante consiste en du biodiesel à base de canola. De plus, une capacité supplémentaire importante de production de biodiesel à base de canola dans l'Ouest canadien est prévue dans un avenir rapproché. Si l'utilisation de mélanges de biodiesel devait survenir, afin de respecter les obligations en matière de contenu renouvelable des fournisseurs principaux de distillat dans l'Est canadien, l'approche prévue du moindre coût consisterait en un mélange supplémentaire de biodiesel à base de canola dans l'Ouest canadien, soit par l'échange d'unités de conformité, soit par le recours à la moyenne regroupée de distillat au sein d'une même entreprise⁴⁸.

⁴⁶ Available at www.gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2011/2011-07-20/pdf/g2-14515.pdf.

⁴⁷ *An Update on Renewable Diesel Infrastructure in Canada, Final Report*. 2012. Prepared for Natural Resources Canada by EcoRessources Consultants (available at http://oee.nrcan.gc.ca/sites/oee.nrcan.gc.ca/files/files/pdf/transportation/alternative-fuels/resources/pdf/Infrastructure_update_final_report_English.pdf).

⁴⁸ The alternative would likely be the purchase of soy-based biodiesel from the U.S. into Eastern Canada, which would necessitate infrastructure upgrades to accommodate blending. This option was assessed to be less likely.

⁴⁶ Accessible à l'adresse www.gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2011/2011-07-20/pdf/g2-14515.pdf.

⁴⁷ *Compte rendu sur l'infrastructure du diesel renouvelable au Canada, Rapport final*. 2012. Préparé pour Ressources naturelles Canada par EcoRessources Consultants (accessible à l'adresse <http://oee.nrcan.gc.ca/transport/carburants-replacement/ressources/18238>).

⁴⁸ La solution de rechange pour l'Est du Canada serait probablement l'achat de biodiesel à base de soja des États-Unis, ce qui nécessiterait l'amélioration des infrastructures de mélange. Cette option a été jugée moins probable.

Although both biodiesel and HDRD have lower energy content per litre relative to petroleum diesel, biodiesel has more favourable lubricity than HDRD and petroleum diesel.^{49, 50} The additional fuel lubricity from biodiesel at low level blends works to improve engine efficiency and offset the effect of lower energy density on fuel consumption; therefore, no volume adjustments to account for energy content differences were made for biodiesel volumes in the sensitivity analysis.

Table 10: Sensitivity to renewable fuel composition, net benefit in millions of 2012 Canadian dollars, GHG emissions in Mt CO₂e

	Net Benefit (PV)	GHG Emissions
Base case — 100% HDRD	253.0	2.0
70% HDRD, 30% biodiesel (from canola)	223.3	2.3
40% HDRD, 60% biodiesel (from canola)	193.6	2.7
10% HDRD, 90% biodiesel (from canola)	163.9	3.0

Note: PV = Present value discounted to 2013 at a 3% discount rate.

Sensitivity to HDRD feedstock mix

The base case assumes a feedstock contribution to HDRD volumes of 70% palm and 30% tallow. To test the sensitivity of the results of the cost-benefit analysis to the assumption of HDRD feedstock mix, a scenario with 100% palm and 0% tallow and a scenario with 50% palm and 50% tallow were examined. The results are presented below in Table 11.

Table 11: Sensitivity to HDRD feedstock mix, net benefit in millions of 2012 Canadian dollars, GHG emissions in Mt CO₂e

	Net Benefit (PV)	GHG Emissions
Base case — 70% palm, 30% tallow	253.0	2.0
100% palm, 0% tallow	264.5	1.5
50% palm, 50% tallow	245.4	2.2

Note: PV = Present value discounted to 2013 at a 3% discount rate.

Sensitivity to biodiesel price premium

The base case for the RIAS assumed that the biodiesel premium over diesel is and will remain 30¢/L over the period of analysis,

⁴⁹ *HVO Product Handbook*. Neste Oil. (Available at www.nesteoil.com/binary.asp?GUID=7A041F14-022A-4295-B1E4-1102585F5E3F)

⁵⁰ *Effects of Additives and Biodiesel from Various Feedstock on Lubricity of Ultra Low Sulfur Diesel (ULSD)*. MEG Corp. (Available at www.biodiesel.org/reports/20090201_gen394.pdf.)

Bien que le biodiesel et le DRPH aient une teneur en énergie par litre plus faible que celle du diesel pétrolier, le biodiesel a une lubricité plus favorable que celle du DRPH et du diesel pétrolier.^{49, 50} La meilleure lubricité du biodiesel dans les mélanges à faible teneur aide à améliorer l'efficacité du moteur et à contrebalancer l'effet de la plus faible densité énergétique sur la consommation de carburant. Pour cette raison, dans l'analyse de sensibilité, les rajustements de volumes pour tenir compte de l'efficacité énergétique n'ont pas été analysés pour les volumes de biodiesel.

Tableau 10 : Sensibilité à la composition du carburant renouvelable, avantages nets en millions de dollars canadiens (2012), émissions de gaz à effet de serre en million de tonnes de CO₂e

	Avantage net (valeur actuelle)	Émissions de gaz à effet de serre
Scénario de référence — 100 % de DRPH	253,0	2,0
70 % de DRPH, 30 % de biodiesel (de canola)	223,3	2,3
40 % de DRPH, 60 % de biodiesel (de canola)	193,6	2,7
10 % de DRPH, 90 % de biodiesel (de canola)	163,9	3,0

Remarque : Valeur actuelle = valeur actuelle actualisée pour 2013 à un taux d'actualisation de 3 %.

Sensibilité au mélange de matières de base du DRPH

Le scénario de référence présume une contribution de matières premières aux volumes de DRPH de 70 % d'huile de palme et de 30 % de suif. Pour tester la sensibilité des résultats de l'analyse coûts-avantages en fonction de l'hypothèse du mélange de matières premières du DRPH, un scénario avec 100 % d'huile de palme et 0 % de suif et un scénario avec 50 % d'huile de palme et 50 % de suif ont été examinés. Les résultats sont présentés ci-dessous dans le tableau 11.

Tableau 11 : Sensibilité au mélange de matières de base du DRPH, avantages nets en millions de dollars canadiens (2012), émissions de gaz à effet de serre en millions de tonnes d'équivalents en CO₂

	Avantage net (valeur actuelle)	Émissions de gaz à effet de serre
Scénario de référence — 70 % d'huile de palme, 30 % de suif	253,0	2,0
100 % d'huile de palme 0 % de suif	264,5	1,5
50 % d'huile de palme 50 % de suif	245,4	2,2

Remarque : Valeur actuelle = valeur actuelle actualisée pour 2013 à un taux d'actualisation de 3 %.

Sensibilité au prix plus élevé du biodiesel

Le scénario de référence du RÉIR avait pour hypothèse que la majoration du prix du biodiesel par rapport au diesel est et

⁴⁹ *Manuel de produits d'huile végétale hydrotraitée*, Neste Oil (accessible à l'adresse www.nesteoil.com/binary.asp?GUID=7A041F14-022A-4295-B1E4-1102585F5E3F).

⁵⁰ Documents en anglais seulement. *Effects of Additives and Biodiesel from Various Feedstock on Lubricity of Ultra Low Sulfur Diesel (ULSD)*. MEG Corp (accessible à l'adresse www.biodiesel.org/reports/20090201_gen394.pdf).

while the HDRD premium over biodiesel will be 10¢/L in 2013, falling to 0¢/L over the next five years. Three alternative cases were tested where the price premium for biodiesel over diesel falls from 30¢/L in 2013 to 0¢/L by 2035, 2025, or 2015. In all cases, the HDRD price premium over biodiesel remained unchanged, whereby the HDRD price matches the biodiesel price by 2018. The results are presented below in Table 12.

Table 12: Sensitivity to biodiesel price premium, in millions of 2012 Canadian dollars

	Net Benefit (PV)
Base case — 30¢/L biodiesel premium 2013–2035	253.0
Alternative case 1 — biodiesel premium falls from 30¢/L in 2012 to 0¢/L in 2035	154.9
Alternative case 2 — biodiesel premium falls from 30¢/L in 2012 to 0¢/L in 2025	106.4
Alternative case 3 — biodiesel premium falls from 30¢/L in 2012 to 0¢/L in 2015	43.8

Note: PV = Present value discounted to 2013 at a 3% discount rate.

Sensitivity to GHG emissions factors

A sensitivity analysis was conducted on the emissions factors shown in Table 3 to consider the impact on net benefits and GHG emissions. The GHG emissions factor for each renewable fuel was set equal to petroleum diesel (zero change in emissions) and the results are presented below in Table 13.

Table 13: Sensitivity to GHG emissions factors, net benefit in millions of 2012 Canadian dollars, GHG emissions in Mt CO₂e

	Net Benefit (PV)	GHG Emissions
Base case	253.0	2.0
0% GHG emissions reductions from palm-based HDRD relative to petroleum diesel	285.8	0.7
0% GHG emissions reductions from tallow-based HDRD relative to petroleum diesel	278.5	1.0
0% GHG emissions reductions from canola-based biodiesel relative to petroleum diesel	253.0	2.0

Note: PV = Present value discounted to 2013 at a 3% discount rate.

The base case analysis assumes 100% HDRD, comprising 70% palm-based and 30% tallow-based HDRD. Since the base case analysis assumes that no canola-based biodiesel will be affected by the Amendments, varying this GHG emission factor has no impact on the results.

demeurera à 30 ¢/L au cours de la période de l’analyse, alors que la majoration du prix du DRPH par rapport au biodiesel sera de 10 ¢/L en 2013 et passera à 0 ¢/L au cours des cinq années suivantes. Trois autres scénarios ont été testés, dans lesquels la majoration du prix du biodiesel par rapport à celui du diesel passera de 30 ¢/L en 2013 à 0 ¢/L d’ici 2035, 2025 ou 2015. Dans tous les scénarios, la majoration du prix du DRPH par rapport à celui du biodiesel est demeurée inchangée, où le prix du DRPH correspondra au prix du biodiesel d’ici 2018. Les résultats sont présentés ci-dessous dans le tableau 12.

Tableau 12 : Sensibilité à la majoration du prix du contenu renouvelable, en millions de dollars canadiens de 2012

	Avantage net (valeur actuelle)
Scénario de référence — majoration du prix du biodiesel de 30 ¢/L, 2013-2035	253,0
Autre scénario 1 — la majoration du prix du biodiesel baisse de 30 ¢/L en 2012 à 0 ¢/L en 2035	154,9
Autre scénario 2 — la majoration du prix du biodiesel baisse de 30 ¢/L en 2012 à 0 ¢/L en 2025	106,4
Autre scénario 3 — la majoration du prix du biodiesel baisse de 30 ¢/L en 2012 à 0 ¢/L en 2015	43,8

Remarque : Valeur actuelle = valeur actuelle actualisée pour 2013 à un taux d’actualisation de 3 %.

Sensibilité aux facteurs d’émissions de gaz à effet de serre

Une analyse de sensibilité a été menée pour les facteurs d’émissions figurant dans le tableau 3 afin d’évaluer l’incidence sur les avantages nets et les émissions de gaz à effet de serre. Le facteur d’émissions de gaz à effet de serre pour chaque carburant renouvelable est équivalent à celui du diesel pétrolier (aucune variation des émissions), et les résultats sont présentés ci-après, dans le tableau 13.

Tableau 13 : Sensibilité aux facteurs d’émissions de gaz à effet de serre, avantages nets en millions de dollars canadiens (2012), émissions de gaz à effet de serre en millions de tonnes de CO₂e

	Avantage net (valeur actuelle)	Émissions de gaz à effet de serre
Scénario de référence	253,0	2,0
Réduction de 0 % des émissions de gaz à effet de serre à partir du DRPH à base d’huile de palme par rapport au diesel pétrolier	285,8	0,7
Réduction de 0 % des émissions de gaz à effet de serre à partir du DRPH à base de suif par rapport au diesel pétrolier	278,5	1,0
Réduction de 0 % des émissions de gaz à effet de serre à partir du biodiesel à base de canola par rapport au diesel pétrolier	253,0	2,0

Remarque : Valeur actuelle = valeur actuelle actualisée pour 2013 à un taux d’actualisation de 3 %.

Le scénario de base suppose l’utilisation de 100 % de DRPH composé à 70 % d’huile de palme et à 30 % de suif. Puisque le scénario de base suppose qu’il n’y aura pas de changement à l’utilisation de biodiesel à base d’huile de canola par suite des modifications, il n’y a donc aucun effet sur les résultats de l’analyse si l’on modifie le facteur d’émissions de ce paramètre.

Additional sensitivity analysis

Some additional sensitivity analyses were conducted, including sensitivity to diesel and heating oil demand, the HDRD price premium, and the discount rate. The results are presented below in Table 14.

Table 14: Sensitivity analysis, in millions of 2012 Canadian dollars

Sensitivity variables	Net Benefit (PV)		
	Lower	Central	Higher
Sensitivity to diesel and heating oil demand (-30%, central, +30%)	177.1	253.0	328.9
Sensitivity to HDRD price premium over diesel (-30%, central, +30%)	176.0	253.0	330.0
Sensitivity to discount rates (7%, 3%, undiscounted)	189.9	253.0	330.4

Note: PV = Present value discounted to 2013 at a 3% discount rate.

7.7.2. Quantified impacts

Foregone GHG emissions reductions: The Amendments are expected to result in foregone GHG emissions reductions as a result of the increased GHG emissions from diesel relative to HDRD on a lifecycle basis. The foregone GHG emissions reductions are estimated at less than 0.1 Mt per year on average, and total 2.0 Mt over the period 2013–2035.

Reduction in HDRD imports: The Amendments are expected to result in a reduction in HDRD imports in response to the reduced renewable content obligations that primary suppliers will be required to meet. HDRD imports are estimated to be reduced by 1 064.2 ML over the period 2013–2035.

7.8. Non-quantified impacts

7.8.1. Air quality and health impacts

Given the size and nature of the air quality emissions changes expected from these Amendments, the impacts of these emission changes on human health are expected to be minimal. This expectation is consistent with a recent analysis conducted by Health Canada of similarly small air quality emission reduction scenarios.

The potential Canadian air quality and health impacts resulting from changes in mobile sector emissions due to biodiesel use were examined by Health Canada in 2011 for the *Regulations Amending the Renewable Fuels Regulations*. These 2011 Amendments, which require renewable fuel content in the Canadian diesel pool, are expected to change air pollution emissions from vehicles. Analysis of national on-road vehicle use of biodiesel blends in Canada suggested very minimal impacts on mean ambient concentrations of PM_{2.5}, tropospheric ozone (O₃), carbon monoxide (CO), nitrogen dioxide (NO₂) and sulphur dioxide (SO₂) resulting from the 2011 Amendments. The human health implications of these changes in air quality were assessed nationally and indicated that some minimal health benefits would be expected in modelled year 2006, and

Analyses de sensibilité supplémentaires

D’autres analyses de sensibilité ont été menées, y compris la sensibilité à la demande du diesel et du mazout de chauffage, la majoration du prix du DRPH et le taux d’actualisation. Les résultats sont présentés ci-dessous dans le tableau 14.

Tableau 14 : Analyse de sensibilité, en millions de dollars canadiens de 2012

Variables de sensibilité	Avantage net (valeur actuelle)		
	Faible	Valeur centrale	Élevée
Sensibilité à la demande de diesel et de mazout de chauffage (-30 %, centrale, +30 %)	177,1	253,0	328,9
Sensibilité à la majoration du prix du DRPH par rapport au diesel (-30 %, centrale, +30 %)	176,0	253,0	330,0
Sensibilité aux taux d’actualisation (7 %, 3 %, non actualisés)	189,9	253,0	330,4

(Remarque : Valeur actuelle = valeur actuelle actualisée pour 2013 à un taux d’actualisation de 3 %.)

7.7.2. Effets quantifiés

Manque à gagner dans les réductions des émissions de gaz à effet de serre : les modifications devraient entraîner un manque à gagner dans les réductions des émissions de gaz à effet de serre en raison de l’accroissement de celles-ci en provenance du diesel relativement au DRPH sur un cycle de vie. Le manque à gagner dans les réductions des émissions de gaz à effet de serre est évalué à moins de 0,1 Mt par année en moyenne et totalise 2,0 Mt sur la période comprise entre 2013 et 2035.

Réduction des importations de DRPH : les modifications devraient entraîner une réduction des importations de DRPH en conséquence des obligations de réduction du contenu renouvelable que les fournisseurs principaux seront tenus de respecter. On estime que les importations de diesel renouvelable seront réduites de 1 064,2 ML au cours de la période 2013-2035.

7.8 Effets non quantifiés

7.8.1. Effets sur la qualité de l’air et sur la santé

Compte tenu de l’ampleur et de la nature des changements prévus dans les émissions touchant la qualité de l’air à la suite de ces modifications, les impacts prévus de ces changements d’émissions sur la santé humaine sont minimes. Cette attente concorde avec une analyse récente menée par Santé Canada sur des scénarios semblables de réduction d’émissions touchant la qualité de l’air.

Les effets potentiels sur la qualité de l’air et sur la santé au Canada découlant des changements dans les émissions du secteur mobile en raison de l’utilisation de biodiesel ont été examinés par Santé Canada en 2011 pour le *Règlement modifiant le Règlement sur les carburants renouvelables*. Ces modifications (2011), qui exigent du contenu de carburant renouvelable dans les stocks de diesel canadiens, devraient influencer sur les émissions de pollution atmosphérique provenant de véhicules. Une analyse de l’utilisation de mélanges de biodiesel par les véhicules sur la route au Canada a montré qu’il y avait des impacts très minimes sur les concentrations ambiantes moyennes de matières particulaires (MP_{2.5}), d’ozone troposphérique (O₃), de monoxyde de carbone (CO), de dioxyde d’azote (NO₂) et de dioxyde de soufre (SO₂) découlant des

that these would be reduced even further by 2020. The report is available at www.hc-sc.gc.ca/ewh-semt/pubs/air/biodiesel-eng.php.

HDRD and biodiesel are both renewable fuels, with different emissions profiles. Therefore, the projected emission impacts of the use of HDRD in the regulatory scenario of the 2013 Amendments are not identical to the scenarios assessed by Health Canada. The expected HDRD air quality emission reductions are similar to but smaller than those predicted for biodiesel. Given the relative size of the projected emission reductions, the overall impacts on air quality and health from HDRD use are expected to be smaller than those observed in the Health Canada biodiesel analysis, which were minimal. Any incremental health impacts due to the changes in on-road emissions associated with the 2013 Amendments are therefore expected to be minimal.

7.8.2. Potential domestic biodiesel production

The Amendments will reduce the demand for renewable fuel over the long term; the demand for renewable fuel is expected to decrease by 41.8 ML in 2035 as a result of the Amendments (see Figure 4). This reduced domestic demand for renewable fuel may reduce the domestic market for some biodiesel producers. The cost-benefit analysis assumes that the reduced renewable content will constitute a reduction in HDRD imports to reflect the reality of expected compliance behaviour as outlined with the assumptions used in this analysis.

7.8.3. Agricultural impacts

The agriculture sector is a source of feedstock for the biodiesel industry and can provide canola oil, soybean oil, and tallow for use in biodiesel operations. HDRD imports are responsible for most of the renewable content used in Eastern Canada, so it is assumed that the use of Canadian agricultural feedstock for biodiesel production has been very small in this region. As the Amendments are expected to result in a reduction of HDRD imports, the impact on the agriculture sector in Canada is expected to be minimal.

7.8.4. Contracted volumes

Stakeholders have indicated that some primary suppliers have engaged in HDRD purchase contracts of one to two years. To ensure primary suppliers are not penalized for their efforts to comply with the *Renewable Fuels Regulations*, the Amendments extend the compliance period for 2013 to two years from one. This is to provide primary suppliers with sufficient additional flexibility to reallocate compliance units throughout the longer compliance period. It is therefore expected that HDRD purchase contracts should not affect the total reductions assumed by the cost-benefit analysis.

7.8.5. Government costs

The Government has incurred costs in order to set up and monitor the regulations requiring 5% renewable content in gasoline. The incremental costs to set up and monitor the 2% requirement in diesel fuel and heating distillate oil were deemed to be negligible.

modifications (2011). Selon les effets sur la santé humaine de ces variations de la qualité de l'air qui ont été évaluées à l'échelle nationale, certains avantages minimes pour la santé étaient prévus pour 2006 et ceux-ci seraient réduits davantage d'ici 2020. Le rapport est disponible à l'adresse suivante : www.hc-sc.gc.ca/ewh-semt/pubs/air/biodiesel-fra.php.

Le DRPH et le biodiesel sont tous les deux des carburants renouvelables avec des profils d'émissions différents. Pour cette raison, dans le scénario actuel des modifications, les impacts prévus de l'utilisation du DRPH en matière d'émissions ne sont pas identiques à ceux des scénarios évalués par Santé Canada. Les réductions prévues d'émissions touchant la qualité de l'air provenant du DRPH sont semblables, mais inférieures, à celles prévues pour le biodiesel. Compte tenu de l'ampleur relative des réductions d'émissions prévues, les impacts généraux du DRPH sur la qualité de l'air et sur la santé devraient être plus petits que ceux observés dans le cadre de l'analyse du biodiesel par Santé Canada, qui étaient minimes. Les incidences graduelles sur la santé attribuables aux variations des émissions sur la route associées aux modifications devraient donc être minimes.

7.8.2. Production nationale potentielle de biodiesel

Les modifications permettront de réduire la demande de carburant renouvelable à long terme : celle-ci devrait diminuer de 41,8 ML en 2035 du fait des modifications (voir la figure 4). Cette réduction de la demande nationale pour le carburant renouvelable pourrait réduire le marché national pour certains producteurs de biodiesel. L'analyse coûts-avantages suppose que la teneur en carburant renouvelable réduite se traduira par une baisse des importations de DRPH, ce qui reflète la réalité du comportement prévu, tel qu'il est établi avec les hypothèses adoptées dans cette analyse.

7.8.3. Effets sur l'agriculture

Le secteur de l'agriculture est une source de matières premières pour l'industrie du biodiesel. Il fournit de l'huile de canola et de soja, ainsi que du suif pour la production de biodiesel. Les importations de DRPH sont responsables de la majorité du contenu renouvelable utilisé dans l'Est canadien, donc il est présumé que l'utilisation de matières premières agricoles canadiennes pour la production de biodiesel a été très faible dans cette région. Étant donné que les modifications devraient principalement réduire les importations de DRPH, l'impact sur le secteur de l'agriculture au Canada devrait être minime.

7.8.4. Volumes contractuels

Les intervenants ont indiqué que certains fournisseurs principaux ont conclu des contrats d'achat de DRPH d'une durée d'un an ou deux. Dans le but d'assurer que les fournisseurs principaux ne soient pas pénalisés pour leurs efforts afin de se conformer au *Règlement sur les carburants renouvelables*, les modifications font passer la période de conformité pour 2013 d'un an à deux ans. Cela vise à offrir aux fournisseurs principaux une souplesse supplémentaire pour réattribuer les unités de conformité tout au long de la période de conformité prolongée. On s'attend donc à ce que les contrats d'achat de DRPH soient sans incidence sur les réductions totales escomptées par l'analyse coûts-avantages.

7.8.5. Coûts pour le gouvernement

Le gouvernement a engagé des coûts afin d'établir le Règlement exigeant 5 % de contenu renouvelable dans l'essence et d'en contrôler l'application. Les coûts supplémentaires pour établir l'exigence de 2 % de contenu renouvelable dans le carburant diesel

These Amendments modify the 2% requirement and the incremental costs to government are expected again to be negligible.

7.9. Distributional impacts

7.9.1. Competitiveness

The Canadian economy is highly integrated with the U.S. economy. The *Renewable Fuels Regulations* continue to require 2% renewable content for volumes of diesel fuel as prescribed in the Regulations. The United States have implemented similar requirements for renewable fuel content in diesel. No international competitiveness impacts on the refining industry are anticipated.

The Amendments are intended to alleviate the short-term impact on the competitiveness of blenders and regional refiners and fuel importers in regions that have not been subject to provincial regulations, particularly in the Maritime provinces. The national refiners can make investments strategically in large markets and/or to meet national requirements by capitalizing on investments made in provinces where regulations already exist. The Amendments provide an extended exemption period of six months for suppliers of distillates to the Maritime provinces, and additional flexibility in order to allow further time for industry to meet the requirements.

7.9.2. Renewable fuels facilities

The Amendments are expected to reduce domestic demand for renewable content by 77.0 ML in 2013 and an average of 44.9 ML annually thereafter.⁵¹ Although this reduction in domestic demand for renewable content is expected to be realized by a reduction in HDRD imports, it may also reduce the domestic market for some biodiesel producers. It is not expected that renewable fuel producers will make any change in capital investment decisions as a result of the Amendments.

7.9.3. Supplier fuel costs

Savings (avoided fuel costs) resulting from the reduced renewable content obligations of primary suppliers constitute a benefit to industry. Some of these savings may be passed on to consumers of either diesel fuel or heating distillate oil.

7.9.4. Consumer fuel costs

Overall, the Amendments are expected to mitigate fuel cost increases for Canadians, particularly for those who use oil to heat their homes.

7.9.5. Fuel supply in the Maritimes

The Maritimes region of Canada has an average household income below that of the Canadian average, and a much higher per capita use of heating distillate oil for domestic heating purposes

⁵¹ The falling reduction in demand reflects the fact that the volumes in 2013 include the volumes from the six-month exemption extension, while demand for heating distillate oil is forecasted to decline over the period 2013–2035 as discussed in section 7.4.1.

et le mazout de chauffage, et en contrôler l'application, ont été jugés négligeables à l'époque. On s'attend donc à ce que les coûts différentiels pour le gouvernement soient encore une fois négligeables pour ces modifications.

7.9. Effets distributifs

7.9.1. Capacité concurrentielle

L'économie canadienne est fortement intégrée à celle des États-Unis. Le *Règlement sur les carburants renouvelables* continue d'exiger 2 % de contenu renouvelable pour les volumes de carburant diesel, comme le stipule le Règlement. Les États-Unis ont instauré des exigences similaires en ce qui concerne la teneur en carburant renouvelable dans le diesel. On ne prévoit aucun impact sur la capacité concurrentielle à l'échelle internationale de l'industrie du raffinage.

Les modifications visent à atténuer les conséquences à court terme sur la capacité concurrentielle des mélangeurs et des entreprises de raffinage régionales ainsi que des importateurs de carburant dans les régions qui ne sont pas soumises aux règlements provinciaux, en particulier dans les provinces maritimes. Les entreprises de raffinage nationales peuvent faire des investissements stratégiques dans les grands marchés ou pour respecter les exigences nationales en misant sur les investissements effectués dans les provinces où des règlements existent déjà. Les modifications prévoient une période d'exemption prolongée de six mois pour les fournisseurs de distillat des provinces maritimes, de même qu'une souplesse accrue accordant plus de temps à l'industrie pour répondre aux exigences.

7.9.2. Installations de production de carburant renouvelable

Les modifications sont censées réduire la demande nationale pour la teneur de carburant renouvelable de 77,0 ML en 2013 et de 44,9 ML par année en moyenne par la suite⁵¹. Bien qu'on s'attende à ce que cette réduction de la demande nationale pour la teneur de carburant renouvelable se réalise par la diminution des importations de DRPH, elle pourrait également réduire le marché national de certains producteurs de biodiesel. On ne s'attend pas à ce que les producteurs de carburant renouvelable modifient leurs décisions d'investissement en capitaux en raison des modifications.

7.9.3. Coûts de carburant pour le fournisseur

Les économies (coûts évités en carburant) résultant des obligations de réduction de la teneur en carburant renouvelable visant les fournisseurs principaux constituent un avantage pour l'industrie. Une partie de ces économies pourrait être transmise aux consommateurs de carburant diesel ou de mazout de chauffage.

7.9.4. Coûts de carburant pour le consommateur

Dans l'ensemble, on peut s'attendre à ce que les modifications atténuent les augmentations des coûts en carburant pour les Canadiens, notamment ceux qui utilisent du mazout pour chauffer leur maison.

7.9.5. Approvisionnement en carburant dans les Maritimes

Le revenu par ménage moyen de la région des Maritimes est inférieur à la moyenne canadienne, et une bien plus grande utilisation de mazout de chauffage domestique y est faite par rapport à la

⁵¹ La réduction de la baisse de la demande reflète le fait que les volumes en 2013 comprennent les volumes de la prolongation de l'exemption de six mois, alors qu'on prévoit une baisse de la demande pour le mazout de chauffage au cours de la période 2013-2035 comme il est indiqué dans la section 7.4.1.

than the Canadian average; in 2011, sales of heating distillate oil in the Atlantic provinces⁵² were 723 litres per person, compared to 53 litres per person for the remaining Canadian provinces.⁵³ The six-month extension of the exemption for the Maritime provinces from the 2% renewable content requirement in diesel fuel and heating distillate oil will help reduce short-term risks of fuel supply disruptions to this region. The Amendments are thus expected to benefit the Maritimes region.

8. “One-for-One” Rule

The “One-for-One” Rule does not apply to the Amendments, as there is no expected net change in administrative costs to businesses. The Amendments slightly alter some reporting details, but are not expected to impact the overall frequency or intensity of reporting on an ongoing basis. The result is most likely to be no perceptible net change in the administrative burden on businesses.

9. Small business lens

The small business lens does not apply to the Amendments as net costs to small businesses are not expected. Primary suppliers are the only regulatees for which a blending requirement applies, as related to their pool volumes; therefore, they are the only parties measurably and directly affected by the Amendments. Primary suppliers have tended to be large business producers or importers of petroleum fuels and this is not expected to change in the foreseeable future.

10. Consultation

Since 2006, Environment Canada has organized a number of consultation and information sessions with various stakeholders on the proposed regulatory approach for requiring renewable fuel content based on gasoline, diesel fuel and heating distillate oil volumes. A complete description of the consultation process, as well as responses to comments, was provided in the Regulatory Impact Analysis Statement (RIAS) for the *Renewable Fuels Regulations* published in the *Canada Gazette*, Part II, on September 1, 2010, as well as in the RIAS for the *Regulations Amending the Renewable Fuels Regulations* published in the *Canada Gazette*, Part II, on July 20, 2011.

On December 31, 2012, the Government announced that it intended to propose amendments and Environment Canada subsequently organized stakeholder information sessions and consultations on the proposed Amendments, including the following:

- In January and February 2013, Environment Canada held five information sessions via webinar to communicate the Minister’s announcement, clarify aspects of the proposed Amendments, answer questions and consider comments. At the

moyenne canadienne; en 2011, les ventes de mazout de chauffage dans les provinces atlantiques⁵² se chiffraient à 723 litres par personne, comparativement à 53 litres par personne pour les autres provinces canadiennes⁵³. La prolongation de l’exemption de six mois pour les provinces maritimes quant à l’exigence relative à la teneur en carburant renouvelable de 2 % dans le carburant diesel et le mazout de chauffage permettra de réduire les risques d’interruption d’approvisionnement en carburant à court terme pour cette région. Les modifications devront donc profiter à la région des Maritimes.

8. Règle du « un pour un »

La règle du « un pour un » ne s’applique pas aux modifications, étant donné qu’aucun changement net n’est prévu dans les coûts administratifs pour les entreprises. Les modifications changent légèrement certains détails dans les rapports, mais elles n’auront pas d’incidence sur la fréquence ou l’intensité en général de la production de rapports sur une base continue. Il n’en résultera fort probablement aucun changement net perceptible dans le fardeau administratif des entreprises.

9. Lentille des petites entreprises

La lentille des petites entreprises ne s’applique pas aux modifications, étant donné qu’il ne devrait pas y avoir de coûts nets pour les petites entreprises. Les fournisseurs principaux sont les seules parties réglementées auxquelles s’applique une obligation de mélange relativement aux volumes de leur stock, donc les seules parties touchées de façon directe et mesurable par les modifications. Les fournisseurs principaux tendent à être de grandes entreprises productrices ou importatrices de carburants à base de pétrole, ce qui ne devrait pas changer dans un avenir rapproché.

10. Consultation

Depuis 2006, Environnement Canada a organisé un certain nombre de séances de consultation et d’information auprès de diverses parties intéressées afin de discuter de l’approche réglementaire proposée visant à imposer une teneur en carburant renouvelable basée sur les volumes d’essence, de carburant diesel et de mazout de chauffage. Une description complète du processus de consultation ainsi que des réponses aux commentaires ont été fournies dans le Résumé de l’étude d’impact de la réglementation (RÉIR) pour le *Règlement sur les carburants renouvelables*, publié dans la Partie II de la *Gazette du Canada* le 1^{er} septembre 2010, ainsi que dans le RÉIR pour le *Règlement modifiant le Règlement sur les carburants renouvelables*, publié dans la Partie II de la *Gazette du Canada* le 20 juillet 2011.

Le 31 décembre 2012, le gouvernement a annoncé qu’il avait l’intention de proposer les modifications. Environnement Canada a ensuite organisé des séances d’information et des consultations à l’intention des intervenants sur les modifications proposées, dont les suivantes :

- En janvier et en février 2013, Environnement Canada a tenu cinq séances d’information sous forme de webinaires afin de communiquer l’annonce du ministre, de clarifier les aspects des

⁵² The Atlantic provinces include New Brunswick, Prince Edward Island, Nova Scotia, and Newfoundland and Labrador.

⁵³ Calculations based on 2011 Census of Canada populations by province (available at www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2011/dp-pd/hlt-fst/pd-pl/Table-Tableau.cfm?LANG=Eng&T=101&S=50&O=A) and domestic sales of light fuel oil by province (available at www5.statcan.gc.ca/cansim/a26?lang=eng&retrLang=en&id=1340004&pattern=&csid=).

⁵² Les provinces de l’Atlantique incluent le Nouveau-Brunswick, l’Île-du-Prince-Édouard, la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador.

⁵³ Les calculs sont basés sur le recensement canadien 2011 des populations par provinces; accessible à l’adresse www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2011/dp-pd/hlt-fst/pd-pl/Table-Tableau.cfm?Lang=fra&T=101&S=50&O=A et les ventes intérieures de mazout léger par province (accessible à l’adresse www5.statcan.gc.ca/cansim/a26?id=1340004&pattern=&csid=&retrLang=fra&lang=fra).

information sessions, Environment Canada also outlined the next steps in the regulatory development process.

- Environment Canada held a number of meetings and was in communication with individual stakeholders through February 2013 to follow up on questions and comments, and to ensure understanding of the proposed Amendments.
- Environment Canada considered and incorporated further regulatory changes of an administrative nature in the Amendments as a result of comments received from stakeholders on certain provisions that were not included in the *Canada Gazette*, Part I, prepublication and from implementation issues that were recently brought forward as a result of experiences gained with the completion of the first compliance periods and annual reporting. Environment Canada consulted with stakeholders on these new changes being proposed through the release of a discussion paper, “Environment Canada’s *Renewable Fuels Regulations* Discussion Paper Proposing Revision of Administrative Provisions,” on July 5, 2013, seeking comments, and with a consultation webinar held July 25, 2013.

CEPA National Advisory Committee (CEPA NAC)

On February 19, 2013, Environment Canada offered to consult with the *Canadian Environmental Protection Act* National Advisory Committee (CEPA NAC) on the proposed Amendments. CEPA NAC had 60 days from that date to accept the offer to consult. CEPA NAC members did not have any comments on the proposed Amendments.

Comments received following prepublication of the proposed Regulations in the Canada Gazette, Part I, on May 18, 2013

The proposed Amendments were prepublished in the *Canada Gazette*, Part I, for a 60-day public comment period. During that period, 12 comments were received from parties including the petroleum and renewable fuels industries and their associations, renewable fuel feedstock industries, and auditing firms. Provinces and ENGOs did not comment. No notices of objection were received under subsection 332(2) of CEPA 1999 requesting that a board of review be established under section 333. Comments received touched on many elements of the proposed Amendments, as well as on the Regulatory Impact Analysis Statement (RIAS). A summary of the comments and how they are addressed in the final Regulations is presented below.

Permanent nationwide exemption from the 2% renewable content requirement for heating distillate oil for space heating purposes

Comments were received in support of the exemption from the petroleum industry, but there were concerns expressed regarding changing the Regulations during the time in which industry is in the process of implementing them and it was reiterated that industry requires regulatory certainty and adequate lead time for compliance planning. Comments were also received on the technical language around the exemption wording and concerns about the

modifications proposées, de répondre aux questions et d’examiner les commentaires. Lors des séances d’information, Environnement Canada a également exposé les prochaines étapes du processus d’élaboration des règlements.

- Environnement Canada a tenu un certain nombre de réunions et a communiqué avec certains intervenants jusqu’en février 2013 pour donner suite aux questions et aux commentaires et pour assurer la compréhension des modifications proposées.
- Environnement Canada a envisagé et intégré d’autres changements réglementaires de nature administrative dans les modifications en raison de commentaires reçus d’intervenants concernant certaines dispositions qui n’ont pas été incluses dans la publication préalable de la Partie I de la *Gazette du Canada*, ainsi que de questions de mise en œuvre qui ont récemment été mises de l’avant en raison d’expériences tirées de l’achèvement des premières périodes de conformité et des rapports annuels. Environnement Canada a consulté les intervenants et a demandé des commentaires à propos de ces derniers changements proposés au moyen de la publication d’un document de travail intitulé « Document de travail d’Environnement Canada proposant la révision des dispositions administratives du *Règlement sur les carburants renouvelables* » le 5 juillet 2013, ainsi que d’un webinaire de consultation tenu le 25 juillet 2013.

Comité consultatif national de la LCPE (CCN LCPE)

Le 19 février 2013, Environnement Canada a offert de consulter le Comité consultatif national de la *Loi canadienne sur la protection de l’environnement* (CCN LCPE) au sujet des modifications proposées. Le Comité consultatif national de la *Loi canadienne sur la protection de l’environnement* disposait de 60 jours à partir de cette date pour accepter la proposition de consultation. Les membres du Comité consultatif national de la LCPE n’ont pas eu de commentaires sur les modifications proposées.

Commentaires reçus à la suite de la publication préalable du règlement proposé le 18 mai 2013 dans la Partie I de la Gazette du Canada

Les modifications proposées ont été publiées au préalable dans la Partie I de la *Gazette du Canada* pour une période de commentaires du public de 60 jours. Pendant cette période, 12 commentaires ont été reçus des parties, y compris les industries pétrolières et des carburants renouvelables et leurs associations, les industries des matières premières de carburant renouvelable et les cabinets de vérificateurs. Les provinces et les organisations non gouvernementales de l’environnement n’ont pas formulé de commentaires. Aucun avis d’opposition n’a été reçu en vertu du paragraphe 332(2) de la LCPE (1999) exigeant qu’une commission de révision soit mise sur pied en vertu de l’article 333. Les commentaires reçus couvraient un large éventail d’éléments des modifications proposées et du RÉIR. Un résumé des commentaires et la façon dont ils sont traités dans le règlement modifié est présenté ci-dessous.

Exemption permanente à l’échelle nationale concernant l’exigence du contenu en carburant renouvelable de 2 % dans le mazout de chauffage destiné au chauffage des locaux

Des commentaires appuyant l’exemption ont été reçus de l’industrie pétrolière, mais des préoccupations ont été exprimées concernant la modification du Règlement pendant que l’industrie est en train de le mettre en application, et il a été réitéré que l’industrie a besoin d’une certitude réglementaire et de délais convenables pour la planification de la conformité. Des commentaires ont également été reçus concernant le langage technique lié à la

industry's ability to identify the ultimate end use of the products they sell as heating distillate oil volumes for space heating purposes, due to the nature of the distribution system.

The renewable fuels and feedstock industries expressed strong opposition to the national exemption for home heating oil. They are concerned that it will erode the mandated renewable fuel volumes and the demand for distillate compliance units, reduce the environmental and economic benefits and increase uncertainty in the market for renewable fuels. Arguments were presented that the costs to consumers are minimal or non-existent. Some commenters also favored increasing the mandated renewable fuel levels, rather than decreasing them.

- The permanent national exemption for diesel fuel or heating distillate oil used for space heating purposes is maintained. Although the Amendments will reduce the overall demand for renewable fuel, the final Regulations will continue to create demand for renewable content in diesel fuel.
- The present value of net benefits is estimated to be \$253 million over 23 years, with benefits outweighing costs by a ratio of almost six to one (see section 7 for details).
- The wording of the exemption has been adjusted to address the concerns raised by the petroleum fuel industry.

Six-month extension to the exemption for Nova Scotia, New Brunswick, and Prince Edward Island from the 2% renewable content requirement in both diesel fuel and heating distillate oil, ending June 30, 2013

Comments received on the six-month extension to the Maritime exemption were mixed. The renewable fuels and feedstock industries expressed strong opposition, commenting that delaying the implementation of this requirement in this region does not provide additional advantages that could not have been realized in the first exemption period. It was also stated that this extension adds to the uncertainty amongst stakeholders, the media, governments and consumers and hinders the development of a renewable fuels industry in this region. Further comments were made that if the temporary extension is to proceed for the Maritimes, further extensions or permanent exemptions should not be granted.

Some regional members of the petroleum industry commented that the six-month exemption extension should also apply to Quebec and stated concerns about the competitive disadvantages of its exclusion.

Support for extending the exemption in the Maritimes was received from a petroleum association who indicated its members were strongly supportive of the delay and suggested that it be further delayed until there was domestic renewable fuel sources in that region. Some members also preferred a deferral in Quebec as well.

- The final six-month extension to the exemption for Nova Scotia, New Brunswick, and Prince Edward Island from the 2% renewable content requirement in both diesel fuel and heating

formulation de l'exemption, ainsi que des préoccupations concernant la capacité de l'industrie à déterminer l'utilisation finale des produits qu'elle vend en tant que volumes de mazout de chauffage destinés au chauffage de locaux, en raison de la nature du système de distribution.

Les industries des carburants renouvelables et des matières premières ont exprimé une forte opposition à l'exemption nationale pour le mazout de chauffage. Elles sont préoccupées par le fait que cela diminuera les volumes de carburant renouvelable prescrits et la demande d'unités de conformité visant le distillat, réduira les avantages environnementaux et économiques et augmentera l'incertitude dans le marché des carburants renouvelables. Des arguments ont été présentés à l'effet que les coûts pour les consommateurs sont de minimaux à nuls. Certains des commentaires reçus étaient également en faveur de l'augmentation des niveaux prescrits de carburant renouvelable, plutôt que de leur réduction.

- L'exemption permanente à l'échelle nationale pour le diesel ou le mazout de chauffage utilisé aux fins de chauffage de locaux est maintenue. Même si les modifications réduiront la demande en carburant renouvelable, le Règlement modifié continuera de créer une demande pour une teneur en carburant renouvelable dans le carburant diesel.
- La valeur actuelle des avantages nets est de 253 millions de dollars sur 23 ans et les avantages totaux sont supérieurs aux coûts totaux selon un ratio de près de six pour un (voir section 7 pour les détails).
- La formulation de l'exemption a été ajustée pour aborder les préoccupations soulevées par l'industrie pétrolière.

Prolongation de six mois de l'exemption pour la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard concernant l'exigence du contenu en carburant renouvelable de 2 % dans le diesel et le mazout de chauffage, prenant fin le 30 juin 2013

Les commentaires reçus sur la prolongation de six mois de l'exemption pour la région des Maritimes étaient partagés. Les industries des carburants renouvelables et des matières premières ont exprimé une forte opposition, mentionnant que le report de la mise en œuvre de cette exigence dans cette région n'offre aucun avantage supplémentaire qui n'aurait pu être obtenu au cours de la première période d'exemption. Il a également été mentionné que cette prolongation contribue à l'incertitude parmi les intervenants, les médias, les gouvernements et les consommateurs, en plus de nuire au développement d'une industrie des carburants renouvelables dans cette région. D'autres commentaires ont été formulés indiquant que si la prolongation temporaire devait aller de l'avant pour la région des Maritimes, d'autres prolongations ou exemptions permanentes ne devraient pas être accordées.

Certains membres régionaux de l'industrie pétrolière ont émis le commentaire que la prolongation de six mois de l'exemption devrait également s'appliquer au Québec et ont mentionné des préoccupations concernant les désavantages concurrentiels de son exclusion.

L'appui de la prolongation de l'exemption dans la région des Maritimes a été reçu d'une association pétrolière qui a mentionné que ses membres étaient fortement en faveur du report et a proposé un report supplémentaire jusqu'à ce qu'il y ait présence de sources de carburant renouvelable dans cette région. Certains membres ont également préféré un report au Québec.

- Une prolongation finale de six mois de l'exemption pour la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard concernant l'exigence du contenu en carburant

distillate oil, ending June 30, 2013, is maintained. Although the Amendments will reduce the overall demand for renewable fuel, the amended Regulations will continue to create demand for renewable content in diesel fuel.

- The extension will give regulatees supplying distillates to the Maritime provinces more time to make final adjustments to comply with the regulatory requirements.

Extended 24-month second distillate compliance period

Support for extending the second distillate compliance period was received from petroleum fuel stakeholders and a producer of renewable fuel. There were no comments against this provision.

- The Amendments retain the 24-month extended distillate compliance.

Renewable fuel feedstock

One renewable fuel producer requested that the definition of “renewable fuel feedstock” be broadened to include other processes that do not use a renewable feedstock, but use waste by-products, which result in fuels with lower lifecycle greenhouse emissions.

- Adjusting the definition of “renewable fuel feedstock” is beyond the scope of these Amendments. The definition of “renewable fuel feedstock” was developed based on the definition used by the U.S. EPA in phase I of its *Renewable Fuel Standard*. In general, it covers a broad range of feedstocks recognized as being renewable. Biofuels produced from non-renewable feedstocks are not considered renewable; consequently, no changes were made to the Amendments. Changes to the definition of “renewable fuel feedstock” would require a more substantial consultation with all stakeholders and should be subject to the full regulatory process, including a *Canada Gazette*, Part I, prepublication.

Administrative changes

General support was received for the various administrative changes proposed in the *Canada Gazette*, Part I, prepublication, which include more time for recording information and creating records to facilitate more accurate record keeping.

- The Amendments retain the administrative changes as proposed in the *Canada Gazette*, Part I.

Adoption of improved performance based standards for GHG reductions, biomass sustainability and compliance reporting

Comments were received from a renewable fuel producer that Environment Canada should adopt performance-based standards for GHG reductions, biomass sustainability and compliance

renouvelable de 2 % dans le diesel et le mazout de chauffage, prenant fin le 30 juin 2013, est maintenue. Même si les modifications réduiront la demande en carburant renouvelable, le règlement modifié continuera de créer une demande pour une teneur en carburant renouvelable dans le carburant diesel.

- Les modifications donneront aux entités réglementées qui fournissent des distillats dans les provinces maritimes plus de temps pour faire les derniers ajustements nécessaires afin de rencontrer les exigences réglementaires.

Période prolongée de 24 mois pour la deuxième période de conformité visant le distillat

L'appui de la prolongation de la deuxième période de conformité visant le distillat a été reçu des intervenants de l'industrie pétrolière et d'un producteur de carburant renouvelable. Aucun commentaire n'a été reçu contre cette disposition.

- Les modifications conservent une période de conformité prolongée de 24 mois visant le distillat.

Matières premières pour carburant renouvelable

Un producteur de carburant renouvelable a demandé que la définition de « matières premières de carburant renouvelable » soit élargie pour inclure d'autres processus qui n'utilisent pas des matières premières renouvelables, mais des sous-produits de déchets, ce qui donne lieu à des carburants avec de plus faibles émissions de gaz à effet de serre au cours de leur cycle de vie.

- L'ajustement de la définition de « matières premières de carburant renouvelable » est au-delà de la portée de ces modifications. La définition de « matières premières de carburant renouvelable » a été élaborée en fonction de la définition utilisée par l'Environmental Protection Agency des États-Unis dans la phase I de sa norme *Renewable Fuel Standard*. En général, elle englobe un vaste éventail de matières de base reconnues comme étant renouvelables. Les biocarburants produits à partir de matières premières non renouvelables ne sont pas considérés renouvelables. Ainsi, aucun changement n'a été apporté aux modifications. Les changements de la définition de « matières premières de carburant renouvelable » nécessiteraient des consultations plus exhaustives auprès de tous les intervenants et devraient être assujettis au processus réglementaire complet, y compris une publication préalable dans la Partie I de la *Gazette du Canada*.

Changements administratifs

Un soutien général a été obtenu pour les divers changements administratifs proposés dans la publication préalable dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, qui incluent un plus grand délai pour consigner les renseignements et créer des dossiers afin de permettre une tenue de dossiers plus exacte.

- Les modifications conservent les changements administratifs tels qu'ils sont proposés dans la Partie I de la *Gazette du Canada*.

Adoption de normes améliorées axées sur le rendement pour les réductions de gaz à effet de serre, la durabilité de la biomasse et la production de rapports de conformité

Des commentaires ont été reçus d'un producteur de carburant renouvelable selon lesquels Environnement Canada devrait adopter des normes axées sur le rendement pour les réductions de gaz à

reporting, such as minimum GHG reduction and biomass requirements, that are aligned with the U.S.

- The adoption of performance-based standards for GHG reductions, biomass sustainability and compliance reporting are beyond the scope of these Amendments. Any changes in this regard would require substantial consultation with all interested parties. Regulatory changes of this nature would follow the full regulatory process, including a *Canada Gazette*, Part I, proposal. Environment Canada is aware of and is monitoring actions in other jurisdictions regarding performance-based standards for GHG reductions and sustainability.
- In reference to compliance reporting, Environment Canada intends to publish compliance and performance measurement data in winter 2014. This data will report out on the first compliance period for these Regulations, for which the reporting cycle ended June 30, 2013.

Modification of the definition of “auditor”

Comments from a United States auditing firm requested that Environment Canada amend the definition of “auditor” to allow auditors qualified to prepare annual attestations under the United States Environmental Protection Agency’s *Renewable Fuels Standard* to be qualified as auditors under these Regulations.

- The definition of “auditor” under these Regulations requires auditors to be certified for carrying out International Organization for Standardization quality assurance (ISO 14000 or 9000 series) assessments. Auditors who meet the U.S. *Renewable Fuels Standard* requirements to conduct annual attestations, however, may also conduct audits under these Regulations provided they have obtained the required ISO 14000 or 9000 certification. Environment Canada considers that the definition of “auditor” does not impose an undue burden or barrier that prevents qualified individuals from meeting the auditor definition.
- Environment Canada also considered other changes related to the auditor’s definition and the audit report. This was shared with stakeholders through a July 5, 2013, discussion paper and July 25 follow-up consultation webinar. Unanimous support was not received for these other changes and, as a result, they are not being added to the Amendments.

Clarification of “seller of fuel for export” and “renewable fuel sold for export” versus “exporter” or “fuel exported”

Comments received from an auditing firm recommended that Environment Canada issue further clarification and guidance as to the difference between the terms “seller of fuel for export,” “renewable fuel sold for export,” “exporter” and “fuel exported.”

- Environment Canada intends to update guidance material to provide further clarification in this regard.

effet de serre, la durabilité de la biomasse et la production de rapports de conformité, telles qu’une réduction minimale de gaz à effet de serre et des exigences pour les matières premières alignées avec celles des États-Unis.

- L’adoption de normes axées sur le rendement pour les réductions de gaz à effet de serre, la durabilité de la biomasse et la production de rapports de conformité est au-delà de la portée de ces modifications. Tout changement à cet égard nécessiterait des consultations exhaustives auprès de toutes les parties intéressées. Les changements réglementaires de cette nature suivraient le processus réglementaire complet, y compris une proposition dans la Partie I de la *Gazette du Canada*. Environnement Canada est au courant et surveille les mesures prises dans d’autres juridictions en ce qui a trait aux normes axées sur le rendement pour les réductions de gaz à effet de serre et la durabilité.
- En ce qui a trait à la production de rapports de conformité, Environnement Canada a l’intention de publier des données sur la conformité et la mesure du rendement à l’hiver 2014. Ces données rendront compte de la première période de conformité de ce règlement, dont le cycle de production de rapports a pris fin le 30 juin 2013.

Modification de la définition de « vérificateur »

Les commentaires d’un cabinet de vérificateurs des États-Unis demandent qu’Environnement Canada modifie la définition de « vérificateur » afin de permettre aux vérificateurs qualifiés pour préparer des attestations annuelles en vertu de la norme *Renewable Fuels Standard* de l’Environmental Protection Agency des États-Unis d’être qualifiés en tant que vérificateurs en vertu de ce règlement.

- La définition de « vérificateur » en vertu de ce règlement exige que les vérificateurs soient certifiés pour l’exécution d’évaluations d’assurance de la qualité (séries ISO 14000 ou 9000) de l’Organisation internationale de normalisation. Cependant, les vérificateurs qui répondent aux exigences de la norme *Renewable Fuels Standard* des États-Unis pour effectuer des attestations annuelles peuvent également mener des vérifications en vertu de ce règlement, pourvu qu’ils aient obtenu la certification ISO 14000 ou 9000 requise. Environnement Canada estime que la définition de « vérificateur » n’impose pas un fardeau excessif ou un obstacle qui empêche des personnes qualifiées de respecter la définition de vérificateur.
- Environnement Canada a également considéré d’autres changements relatifs à la définition de « vérificateur » et du rapport de vérificateur. Des consultations à ce sujet ont été tenues au moyen d’un document de travail daté du 5 juillet 2013 et d’un webinaire de consultation de suivi le 25 juillet. Un soutien unanime n’a pas été obtenu pour ces autres changements et ils ne sont donc pas ajoutés aux modifications.

Précision de « vendeur de carburant destiné à l’exportation » et de « carburant renouvelable vendu aux fins d’exportation » contre « exportateur » ou « carburant importé »

Les commentaires reçus d’un cabinet de vérificateurs recommandent qu’Environnement Canada offre d’autres éclaircissements et orientations concernant la différence entre les termes « vendeur de carburant destiné à l’exportation », « carburant renouvelable vendu aux fins d’exportation », « exportateur » et « carburant exporté ».

- Environnement Canada a l’intention de mettre à jour les documents d’orientation pour offrir d’autres éclaircissements à cet égard.

Comments received in response to the July 5, 2013, discussion paper “Environment Canada’s Renewable Fuels Regulations Discussion Paper Proposing Revision of Administrative Provisions”

Environment Canada issued a discussion paper to provide background information and seek the views of parties on proposed minor amendments to certain administrative provisions of the Regulations. These proposed amendments were based on comments received from stakeholders and implementation issues that were recently brought forward after the *Canada Gazette*, Part I, republication of these Amendments. A follow-up consultation was held on the issues in the discussion paper via webinar on July 25, 2013.

The discussion document and subsequent webinar provided the opportunity for stakeholders to provide their views on the new proposed administrative changes, and to inform Environment Canada’s final decisions on their inclusion in the Amendments. Four written comments were received in response to the discussion paper and webinar from parties including petroleum fuel suppliers, renewable fuel producers, and auditing firms. Twenty-six industry stakeholders and two provincial representatives attended the webinar consultation session.

Environment Canada considered all views and comments received on these new administrative changes and deferred some for future consideration.

The following administrative changes are being made to the Regulations:

Definition of “auditor”

The definition of “auditor” in subsection 1(1) is being amended to include International Organization for Standardization quality assurance, ISO 14000, certification as a qualification, in addition to ISO 9000. This inclusion will broaden the pool of qualified auditors. The definition is also being amended to remove the reference to the Standards Council of Canada as an auditor certification body. This is a required technical correction, as the Standards Council of Canada does not certify individual auditors; it accredits the organizations who certify auditors.

Auditor’s report

Changes to section 28, the auditor’s report, are being implemented to address the issues brought forward by auditing firms regarding the practicalities of their operations.

A new subsection 28(1.1) is being added to specify that an audit is conducted by either an individual auditor or someone who is a member of a firm that meets the definition of auditor. This new subsection adds further clarity that the auditor has demonstrated the knowledge and skills required to conduct the required assessments related to the audit.

New subsections 28(2.1) and (2.2) specify that the auditor’s report must be signed by either a duly authorized representative of the auditing firm or by the auditor himself or herself, if he or she is an individual. In the circumstance where the auditor is unable to sign the auditor’s report as a member of an auditing firm, a duly authorized representative of the firm may sign the report.

Commentaires reçus en réponse au document de travail du 5 juillet 2013 « Document de travail d’Environnement Canada proposant la révision des dispositions administratives du Règlement sur les carburants renouvelables »

Environnement Canada a publié un document de travail pour fournir des renseignements généraux et rechercher l’opinion des parties sur des modifications mineures proposées à certaines dispositions administratives du Règlement. Ces modifications proposées s’appuyaient sur les commentaires reçus de la part d’intervenants et sur les enjeux de mise en œuvre qui ont récemment été soulevés après la publication préalable de ces modifications dans la Partie I de la *Gazette du Canada*. Une consultation de suivi a été tenue sur les enjeux dans le document de travail dans le cadre d’un webinaire le 25 juillet 2013.

Le document de travail et le webinaire subséquent ont offert aux intervenants une occasion d’offrir leur opinion sur les nouveaux changements administratifs proposés, et d’éclairer les décisions finales d’Environnement Canada sur l’inclusion de ces changements dans les modifications. Quatre commentaires écrits ont été reçus en réponse au document de travail et au webinaire de la part des parties intéressées, y compris des fournisseurs de carburant pétrolier, des producteurs de carburant renouvelable et des cabinets de vérificateurs. Vingt-six intervenants de l’industrie et deux représentants provinciaux ont participé à la séance de consultation par webinaire.

Environnement Canada a étudié toutes les opinions et tous les commentaires reçus concernant ces nouveaux changements administratifs, et a donc reporté certains changements pour considération ultérieure.

Les changements administratifs suivants sont apportés au Règlement :

Définition de « vérificateur »

La définition de « vérificateur » au paragraphe 1(1) est modifiée pour inclure la certification d’assurance de la qualité, ISO 14000, de l’Organisation internationale de normalisation en tant que qualification, en plus de la norme ISO 9000. Cette inclusion élargira le bassin de vérificateurs qualifiés. La définition est également modifiée pour éliminer la mention du Conseil canadien des normes en tant qu’organisme de certification de vérificateurs. Il s’agit d’une correction technique obligatoire, puisque le Conseil canadien des normes ne certifie pas des vérificateurs individuels, mais accredit les organismes qui certifient les vérificateurs.

Rapport du vérificateur

Les changements à l’article 28, rapport du vérificateur, sont mis en œuvre pour aborder les enjeux soulevés par les cabinets de vérificateurs concernant les aspects pratiques de leurs activités.

Un nouveau paragraphe 28(1.1) est ajouté pour préciser qu’une vérification est menée soit par un vérificateur individuel ou par un membre d’un cabinet qui correspond à la définition de vérificateur. Ce nouveau paragraphe précise également que le vérificateur a démontré les connaissances et les compétences requises pour effectuer les évaluations nécessaires en lien avec la vérification.

Les nouveaux paragraphes 28(2.1) et (2.2) précisent que le rapport du vérificateur doit être signé soit par un représentant dûment autorisé du cabinet de vérificateurs ou par le vérificateur lui-même, s’il s’agit d’un individu. Lorsque le vérificateur n’est pas en mesure de signer le rapport du vérificateur en tant que membre d’un cabinet de vérificateurs, un représentant dûment autorisé du cabinet peut signer le rapport.

Auditor's report — Non-application

Amendments are being made to subsection 28(3) to reduce the potential administrative burden of a limited set of regulatees. Where an elective participant chooses to end their participation in the trading system without having traded compliance units in that trading period during which they end their participation, or where an elective participant does not either create or trade compliance units in a trading period, that elective participant is not required to have an audit conducted.

Comments on the Regulatory Impact Analysis Statement

Many stakeholders, primarily from the renewable fuel industry, commented on the Regulatory Impact Analysis Statement for the proposed Amendments. Overall, these comments were directed at the need for more information, particularly regarding key assumptions such as renewable content volumes, domestic production, prices, and GHG emissions factors. The revised RIAS has updated prices, additional information on assumptions in section 7.2 to improve clarity, and extensive sensitivity analyses on key assumptions in section 7.7.1 in an effort to address the comments received related to the RIAS.

11. Regulatory cooperation

Canada's *Renewable Fuels Regulations* are not a commitment under the Joint Action Plan for the Canada-United States Regulatory Cooperation Council, but were designed to generally align with the approach of the U.S. Environmental Protection Agency (EPA) *Renewable Fuels Standard* (RFS1) while being tailored to Canadian conditions. The United States have since implemented RFS2, which introduced the differentiation between types of renewable fuels based on their lifecycle GHG emissions. After giving due consideration to the issue and taking into account the complexities and controversies of GHG lifecycle analysis, Environment Canada did not include mandates or differential treatment of renewable fuels based on GHG emissions. Though Canada's Regulations are not strictly aligned with those of the United States, they do not discriminate between domestic and imported fuels. Environment Canada meets regularly with the U.S. EPA to share knowledge and experience related to implementation of the respective regulations of both nations.

Requirements for renewable content in diesel fuel have been implemented by other jurisdictions as well, including the European Union and Brazil. Details of these requirements, along with those implemented in the United States, were summarized in the RIAS for the *Renewable Fuels Regulations* published in the *Canada Gazette*, Part II, on September 1, 2010, as well as in the RIAS for the *Regulations Amending the Renewable Fuels Regulations* published in the *Canada Gazette*, Part II, on July 20, 2011.

Rapport du vérificateur — non-application

Des modifications sont apportées au paragraphe 28(3) pour réduire le fardeau administratif potentiel d'un ensemble limité d'entités réglementées. Lorsqu'un participant volontaire choisit de mettre fin à sa participation au système d'échange sans avoir échangé des unités de conformité au cours de la période de conformité au cours de laquelle il a mis fin à sa participation, ou lorsqu'un participant volontaire ne crée ou n'échange pas d'unités de conformité au cours d'une période d'échange, ce participant volontaire n'est pas tenu de faire exécuter une vérification.

Commentaires sur le Résumé de l'étude d'impact de la réglementation

Bon nombre d'intervenants, principalement de l'industrie du carburant renouvelable, ont émis des commentaires sur le Résumé de l'étude d'impact de la réglementation (RÉIR) pour les modifications proposées. Dans l'ensemble, ces commentaires concernaient le besoin de plus amples renseignements, notamment au sujet d'hypothèses clés telles que les volumes de contenu renouvelable, la production intérieure, les prix et les coefficients d'émissions de gaz à effet de serre. Le RÉIR révisé comporte des prix à jour, des renseignements supplémentaires sur les hypothèses dans la section 7.2 aux fins d'éclaircissement, ainsi que des analyses de sensibilité exhaustives sur les hypothèses clés dans la section 7.7.1 dans un effort visant à répondre aux commentaires reçus en lien avec le RÉIR.

11. Coopération en matière de réglementation

Le *Règlement sur les carburants renouvelables* du Canada n'est pas un engagement dans le cadre du Plan d'action conjoint du Conseil de coopération en matière de réglementation entre le Canada et les États-Unis, mais a été conçu pour s'harmoniser de manière générale avec l'approche initiale de la *Renewable Fuels Standard* (RFS1) de l'Environmental Protection Agency des États-Unis, tout en étant adapté aux conditions canadiennes. Depuis, les États-Unis ont mis en œuvre la *Renewable Fuels Standard* (RFS2), qui distingue les types de carburants renouvelables en fonction des émissions de gaz à effet de serre de leur cycle de vie. Après avoir dûment pris en considération l'enjeu et en tenant compte de la complexité et de la controverse de l'analyse du cycle de vie des émissions de gaz à effet de serre, Environnement Canada n'a pas inclus les mandats ou un traitement différencié des carburants renouvelables selon les émissions de gaz à effet de serre. Bien que le règlement canadien ne soit pas totalement harmonisé avec celui des États-Unis, il ne fait pas de discrimination entre les carburants du pays et les carburants importés. Environnement Canada organise des rencontres régulières avec l'Environmental Protection Agency des États-Unis pour partager des connaissances et de l'expérience liées à la mise en œuvre des règlements respectifs des deux nations.

Les exigences en matière de carburant renouvelable du carburant diesel ont aussi été mises en œuvre par d'autres autorités, notamment l'Union européenne et le Brésil. Les détails de ces exigences, ainsi que celles mises en œuvre aux États-Unis, ont été résumés dans le Résumé de l'étude d'impact de la réglementation du *Règlement sur les carburants renouvelables* publié dans la Partie II de la *Gazette du Canada* le 1^{er} septembre 2010, ainsi que dans le Résumé de l'étude d'impact de la réglementation du *Règlement modifiant le Règlement sur les carburants renouvelables*, publié dans la Partie II de la *Gazette du Canada* le 20 juillet 2011.

Some provinces have established their own minimum renewable content requirements for distillates. The Amendments are not expected to have an impact on any provincial requirements.

Table 11: Legislated provincial renewable fuel mandates for distillates

Province	Regulated level
British Columbia	4%
Alberta	2%
Saskatchewan	2%
Manitoba	2%

The federal Regulations promote an integrated and nationally consistent approach to achieving significant reductions in GHG emissions.

12. Rationale

The requirement of 2% renewable content in heating distillate oil under the *Renewable Fuels Regulations* could impact Canadian families that heat their homes using heating distillate oil, since the renewable content is currently more expensive. Furthermore, the temporary exemption for Nova Scotia, New Brunswick, and Prince Edward Island from the 2% renewable content requirement in diesel fuel and heating distillate oil would require primary suppliers for these Maritime provinces to have complied with the current regulatory requirements by January 1, 2013 — a date that some primary suppliers expressed was difficult to meet.

An analysis of the benefits and costs of the Amendments was conducted to estimate the incremental impacts of the proposed Regulations on key stakeholders, including the Canadian public, industry and the Government.

Under this analysis, fuel suppliers respond to the Amendments by displacing some renewable fuel with less costly diesel fuel, resulting in savings (avoided fuel costs) to industry and consumers, but also some social costs due to foregone reductions in greenhouse gas (GHG) emissions.

The total benefits are estimated at \$306 million from direct fuel cost savings for industry (\$257 million) and for consumers (\$49 million). It is expected that some of the industry fuel savings will be passed onto consumers.

The total costs are estimated at \$53 million, based on foregone GHG emissions reductions of 2.0 Mt valued at a social cost of carbon of about \$29 per tonne in 2013. The increase in estimated GHG emissions resulting from the Amendments averages less than 0.1 Mt annually.

The present value of net benefits is estimated at \$253 million over 23 years, with benefits outweighing costs by a ratio of almost six to one. The Amendments also provide suppliers of distillates to the Maritime provinces with more time and flexibility to meet their renewable fuel blending obligations, which may reduce some short-term risks of fuel supply disruptions.

Certaines provinces ont établi leurs propres exigences en matière de contenu minimal renouvelable dans les distillats. Les modifications ne devraient pas avoir d'incidence sur les exigences provinciales.

Tableau 11 : Paramètres provinciaux imposés par la loi sur la teneur en carburant renouvelable dans les distillats

Province	Niveau réglementé
Colombie-Britannique	4 %
Alberta	2 %
Saskatchewan	2 %
Manitoba	2 %

Le règlement fédéral fait la promotion d'une approche intégrée et uniforme à l'échelle nationale pour obtenir des réductions importantes des émissions de gaz à effet de serre.

12. Justification

L'exigence de 2 % de contenu renouvelable dans le mazout de chauffage en vertu du *Règlement sur les carburants renouvelables* pourrait avoir une incidence sur les familles canadiennes qui chauffent leur maison au moyen de mazout de chauffage, étant donné que le contenu renouvelable est actuellement plus coûteux. De plus, l'exemption temporaire pour la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard quant à l'exigence d'une teneur de 2 % en carburant renouvelable dans le carburant diesel et le mazout de chauffage exigerait que les fournisseurs principaux de ces provinces maritimes se soient conformées aux exigences réglementaires actuelles au plus tard le 1^{er} janvier 2013 — une date qui, selon les propos de certains fournisseurs, était difficile à respecter.

Une analyse des avantages et des coûts des modifications a été effectuée afin d'estimer les impacts différentiels du règlement proposé sur les principaux intervenants, notamment la population, l'industrie et le gouvernement du Canada.

Dans le cadre de cette analyse, les fournisseurs de carburant réagissent aux modifications en remplaçant certains carburants renouvelables par du carburant diesel moins coûteux, ce qui entraîne des économies (coûts évités en carburant) pour l'industrie et les consommateurs, mais aussi des coûts sociaux en raison du manque à gagner dans les réductions des émissions de gaz à effet de serre.

Les avantages totaux sont estimés à 306 millions de dollars provenant d'économies directes de carburant pour l'industrie (257 millions de dollars) et pour les consommateurs (49 millions de dollars). On s'attend à ce qu'une partie des économies de carburant de l'industrie soit refilée aux consommateurs.

Les coûts totaux sont estimés à plus de 53 millions de dollars, d'après le manque à gagner dans les réductions des émissions de gaz à effet de serre de 2,0 Mt dont la valeur est estimée à un coût social du carbone d'environ 29 \$ par tonne en 2013. L'estimation de l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre découlant des modifications est inférieure à 0,1 Mt sur une base annuelle.

La valeur actuelle des avantages nets est estimée à près de 253 millions de dollars sur une période de 23 ans; les avantages sont supérieurs aux coûts selon un ratio de près de six pour un. Les modifications fournissent également aux fournisseurs de distillat dans les provinces maritimes plus de temps et de souplesse pour respecter leurs obligations de mélange des carburants renouvelables, ce qui peut réduire à court terme certains risques d'interruption d'approvisionnement en carburant.

The amended Regulations will be made under the Fuels Division of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*. For the Regulations to be validly made, the Governor in Council must be of the opinion that the Regulations could make a significant contribution to the prevention of, or reduction in, air pollution. The two existing federal regulatory requirements for renewable fuel content (in gasoline and diesel) have been estimated to reduce GHG emissions by approximately two megatonnes of carbon dioxide equivalent (CO₂e) per year. The current RIAS estimates forgone GHG emissions reductions at less than one tenth of one megatonne of CO₂e per year. Thus, it is accepted that the Regulations as amended will continue to deliver a significant reduction in air pollution.

13. Implementation, enforcement and service standards

The Amendments are not expected to increase government costs or administrative burden on regulatees. In addition to maintaining the compliance promotion and enforcement activities described under the current Regulations, the Amendments will require an updated explanation of the Regulations and how they affect annual reporting. No monitoring activity changes are expected as a result of the Amendments, and there are no service standards associated with the Amendments.

Details on the above activities are provided in the RIAS for the *Renewable Fuels Regulations* published in the *Canada Gazette*, Part II, on September 1, 2010, as well as the RIAS for the *Regulations Amending the Renewable Fuels Regulations* published in the *Canada Gazette*, Part II, on July 20, 2011.

14. Performance measurement and evaluation

A detailed performance measurement and evaluation plan (PMEP) was developed for the *Renewable Fuels Regulations*. A description of the original PMEP was provided in the RIAS for the *Renewable Fuels Regulations* published in the *Canada Gazette*, Part II, on September 1, 2010, as well as the RIAS for the *Regulations Amending the Renewable Fuels Regulations* published in the *Canada Gazette*, Part II, on July 20, 2011. The PMEP is to be updated to reflect the Amendments following the *Canada Gazette*, Part II, publication, once finalized. The revised PMEP would be made available upon request from Environment Canada at that time.

15. Contacts

Leif Stephanson
 Chief
 Fuels Section
 Oil, Gas and Alternative Energy Division
 Environment Canada
 351 Saint-Joseph Boulevard, 12th Floor
 Gatineau, Quebec
 K1A 0H3
 Telephone: 819-953-4673
 Fax: 819-953-8903
 Email: fuels-carburants@ec.gc.ca

Le règlement modifié s'effectuera en vertu de la section sur les combustibles de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. Afin de créer le Règlement, le gouverneur en conseil doit juger que le Règlement pourrait contribuer de façon importante à la prévention ou à la réduction de la pollution atmosphérique. On estime que les deux exigences réglementaires fédérales concernant la teneur en carburant renouvelable (dans l'essence et le diesel) permettront de réduire les émissions de gaz à effet de serre d'environ 2 Mt en équivalent de dioxyde de carbone par année. Selon le RÉIR actuel, le manque à gagner dans les réductions des émissions de gaz à effet de serre se chiffrerait à environ moins d'un dixième d'une mégatonne en équivalent de dioxyde de carbone par année. Il est donc accepté que le règlement modifié réalisera une réduction notable de la pollution atmosphérique.

13. Mise en œuvre, application et normes de service

Les modifications n'augmenteront pas les coûts pour le gouvernement ou le fardeau administratif des entités réglementées. En plus du maintien des activités de promotion de la conformité et d'application de la loi décrites en vertu du règlement actuel, les modifications nécessiteront une mise à jour de l'explication du Règlement et de ses incidences sur la production de rapports annuels. Aucun changement des activités de surveillance n'est attendu à la suite des modifications, et il n'existe aucune norme de service associée aux modifications.

Des détails sur les activités susmentionnées sont fournis dans le Résumé de l'étude d'impact de la réglementation du *Règlement sur les carburants renouvelables* publié dans la Partie II de la *Gazette du Canada* le 1^{er} septembre 2010, ainsi que dans le Résumé de l'étude d'impact de la réglementation du *Règlement modifiant le Règlement sur les carburants renouvelables* publié dans la Partie II de la *Gazette du Canada* le 20 juillet 2011.

14. Mesures de rendement et évaluation

Un plan de mesure et d'évaluation du rendement détaillé a été conçu pour le *Règlement sur les carburants renouvelables*. Une description du plan de mesure et d'évaluation du rendement original a été fournie dans le Résumé de l'étude d'impact de la réglementation du *Règlement sur les carburants renouvelables* publié dans la Partie II de la *Gazette du Canada* le 1^{er} septembre 2010, ainsi que dans le Résumé de l'étude d'impact de la réglementation du *Règlement modifiant le Règlement sur les carburants renouvelables* publié dans la Partie II de la *Gazette du Canada* le 20 juillet 2011. Le plan de mesure et d'évaluation du rendement doit être mis à jour pour tenir compte des modifications après la publication dans la Partie II de la *Gazette du Canada*, une fois finalisé. Le plan d'évaluation et de mesure du rendement révisé sera disponible sur demande auprès d'Environnement Canada à ce moment-là.

15. Personnes-ressources

Leif Stephanson
 Chef
 Section des carburants
 Division du pétrole, du gaz et de l'énergie de remplacement
 Environnement Canada
 351, boulevard Saint-Joseph, 12^e étage
 Gatineau (Québec)
 K1A 0H3
 Téléphone : 819-953-4673
 Télécopieur : 819-953-8903
 Courriel : fuels-carburants@ec.gc.ca

Yves Bourassa
Director
Regulatory Analysis and Valuation Division
Environment Canada
10 Wellington Street, 25th Floor
Gatineau, Quebec
K1A 0H3
Telephone: 819-953-7651
Fax: 819-953-3241
Email: RAVD.DARV@ec.gc.ca

Yves Bourassa
Directeur
Division de l'analyse réglementaire et de l'évaluation
Environnement Canada
10, rue Wellington, 25^e étage
Gatineau (Québec)
K1A 0H3
Téléphone : 819-953-7651
Télécopieur : 819-953-3241
Courriel : RAVD.DARV@ec.gc.ca

Registration
SOR/2013-188 October 25, 2013

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

Order Adding Toxic Substances to Schedule 1 to the Canadian Environmental Protection Act, 1999

P.C. 2013-1109 October 24, 2013

Whereas, pursuant to subsection 332(1)^a of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*^b, the Minister of the Environment published in the *Canada Gazette*, Part I, on September 29, 2012, a copy of the proposed *Order Adding Toxic Substances to Schedule 1 to the Canadian Environmental Protection Act, 1999*, substantially in the annexed form, and persons were given an opportunity to file comments with respect to the proposed Order or to file a notice of objection requesting that a board of review be established and stating the reasons for the objection;

And whereas, pursuant to subsection 90(1) of that Act, the Governor in Council is satisfied that the substances set out in the annexed Order are toxic substances;

Therefore, His Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of the Environment and the Minister of Health, pursuant to subsection 90(1) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*^b, makes the annexed *Order Adding Toxic Substances to Schedule 1 to the Canadian Environmental Protection Act, 1999*.

ORDER ADDING TOXIC SUBSTANCES TO SCHEDULE 1 TO THE CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

AMENDMENT

1. Schedule 1 to the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*¹ is amended by adding the following in numerical order:

129. Perfluorooctanoic acid, which has the molecular formula $C_7F_{15}CO_2H$, and its salts
130. Compounds that consist of a perfluorinated alkyl group that has the molecular formula C_nF_{2n+1} in which $n = 7$ or 8 and that is directly bonded to any chemical moiety other than a fluorine, chlorine or bromine atom
131. Perfluorocarboxylic acids that have the molecular formula $C_nF_{2n+1}CO_2H$ in which $8 \leq n \leq 20$ and their salts
132. Compounds that consist of a perfluorinated alkyl group that has the molecular formula C_nF_{2n+1} in which $8 \leq n \leq 20$ and that is directly bonded to any chemical moiety other than a fluorine, chlorine or bromine atom

Enregistrement
DORS/2013-188 Le 25 octobre 2013

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

Décret d'inscription de substances toxiques à l'annexe 1 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)

C.P. 2013-1109 Le 24 octobre 2013

Attendu que, conformément au paragraphe 332(1)^a de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*^b, le ministre de l'Environnement a fait publier dans la *Gazette du Canada* Partie I, le 29 septembre 2012, le projet de décret intitulé *Décret d'inscription de substances toxiques à l'annexe 1 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, conforme en substance au texte ci-après, et que les intéressés ont ainsi eu la possibilité de présenter leurs observations à cet égard ou un avis d'opposition motivé demandant la constitution d'une commission de révision;

Attendu que, conformément au paragraphe 90(1) de cette loi, le gouverneur en conseil est convaincu que les substances visées par le décret ci-après sont des substances toxiques,

À ces causes, sur recommandation du ministre de l'Environnement et de la ministre de la Santé et en vertu du paragraphe 90(1) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*^b, Son Excellence le Gouverneur général en conseil prend le *Décret d'inscription de substances toxiques à l'annexe 1 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, ci-après.

DÉCRET D'INSCRIPTION DE SUBSTANCES TOXIQUES À L'ANNEXE 1 DE LA LOI CANADIENNE SUR LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT (1999)

MODIFICATION

1. L'annexe 1 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*¹ est modifiée par adjonction, selon l'ordre numérique, de ce qui suit :

129. Acide pentadécafluorooctanoïque, dont la formule moléculaire est $C_7F_{15}CO_2H$, et ses sels
130. Les composés constitués d'un groupement alkyle perfluoré dont la formule moléculaire est C_nF_{2n+1} , où $n = 7$ ou 8 , et qui est directement lié à une entité chimique autre qu'un atome de fluor, de chlore ou de brome
131. Les acides perfluorocarboxyliques dont la formule moléculaire est $C_nF_{2n+1}CO_2H$, où $8 \leq n \leq 20$, et leurs sels
132. Les composés constitués d'un groupement alkyle perfluoré dont la formule moléculaire est C_nF_{2n+1} , où $8 \leq n \leq 20$, et qui est directement lié à une entité chimique autre qu'un atome de fluor, de chlore ou de brome

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

^b S.C. 1999, c. 33

¹ S.C. 1999, c. 33

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

^b L.C. 1999, ch. 33

¹ L.C. 1999, ch. 33

COMING INTO FORCE

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

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(This statement is not part of the Order.)

Issue

Canadians depend on chemical substances that are used in hundreds of goods, such as medicines, computers, fabrics and fuels. Unfortunately, some chemical substances can negatively affect human health or the environment when released at a certain quantity or concentration in the environment.

Screening assessments of the following substances have concluded that they are harmful to the environment or its biological diversity as defined under paragraph 64(a) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA 1999 or the Act):

- Perfluorooctanoic acid, which has the molecular formula $C_7F_{15}CO_2H$ (PFOA), and its salts;
- Compounds that consist of a perfluorinated alkyl group that has the molecular formula C_nF_{2n+1} in which $n = 7$ or 8 and that is directly bonded to any chemical moiety other than a fluorine, chlorine or bromine atom (precursors of PFOA);
- Perfluorocarboxylic acids that have the molecular formula $C_nF_{2n+1}CO_2H$ in which $8 \leq n \leq 20$ (long-chain PFCA) and their salts; and
- Compounds that consist of a perfluorinated alkyl group that has the molecular formula C_nF_{2n+1} in which $8 \leq n \leq 20$ and that is directly bonded to any chemical moiety other than a fluorine, chlorine or bromine atom (long-chain PFCA precursors).

Background

The Chemicals Management Plan builds on Canada's position as a global leader in the safe management of chemical substances and products, to reduce risks to Canadians and our environment. Conducted under the Chemicals Management Plan, screening assessments for PFOA, its salts and precursors and long-chain PFCAs, their salts and precursors also fulfill the Government's commitment to assess PFCAs in accordance with the action plan entitled Action Plan for the Assessment and Management of Perfluorinated Carboxylic Acids and their Precursors, as published in the *Canada Gazette*, Part I, on June 17, 2006.^{1, 2} The screening assessments were conducted in order to assess whether these substances meet one or more of the criteria set out in section 64 of CEPA 1999, that

ENTRÉE EN VIGUEUR

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

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

(Ce résumé ne fait pas partie du Décret.)

Enjeux

Les Canadiens dépendent des substances chimiques utilisées dans la fabrication de centaines de produits, notamment des médicaments, des ordinateurs, des tissus et des combustibles. Malheureusement, certaines substances chimiques peuvent avoir des effets nocifs sur l'environnement ou la santé humaine si elles sont libérées dans l'environnement en certaines quantités ou à certaines concentrations.

Les évaluations préalables des substances suivantes ont conclu qu'elles ont un effet nocif sur l'environnement ou sur la diversité biologique comme le définit l'alinéa 64a) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [LCPE (1999) ou la Loi] :

- acide pentadécafluorooctanoïque, dont la formule moléculaire est $C_7F_{15}CO_2H$ (APFO), et ses sels;
- composés contenant un groupement alkyle perfluoré dont la formule moléculaire est C_nF_{2n+1} , où $n = 7$ ou 8 , et qui est directement lié à n'importe quel groupement autre qu'un atome de fluor, de chlore ou de brome (précurseurs de l'APFO);
- acides perfluorocarboxyliques dont la formule moléculaire est $C_nF_{2n+1}CO_2H$, où $8 \leq n \leq 20$ (APFC à longue chaîne), et leurs sels;
- composés contenant un groupement alkyle perfluoré dont la formule moléculaire est C_nF_{2n+1} , où $8 \leq n \leq 20$, et qui est directement lié à n'importe quel groupement autre qu'un atome de fluor, de chlore ou de brome (précurseurs des APFC à longue chaîne).

Contexte

Le Plan de gestion des produits chimiques s'appuie sur la position du Canada en tant que chef de file mondial en matière de gestion sécuritaire des substances et des produits chimiques, afin de réduire les risques pour les Canadiens et notre environnement. Réalisées dans le cadre du Plan de gestion des produits chimiques, les évaluations préalables de l'APFO, de ses sels et de ses précurseurs ainsi que des APFC à longue chaîne, de leurs sels et de leurs précurseurs permettent également au gouvernement de respecter son engagement d'évaluer les APFC en vertu du Plan d'action pour l'évaluation et la gestion des acides perfluorocarboxyliques et de leurs précurseurs, tel qu'il a été publié dans la Partie I de la *Gazette du Canada* le 17 juin 2006^{1, 2}. Les évaluations préalables ont été

¹ The screening assessment reports are peer-reviewed. For further details, please refer to the screening assessments.

² For more information on the Action Plan, please visit <http://publication.gc.ca/gazette/archives/p1/2006/2006-06-17/pdf/g1-14024.pdf>.

¹ Les rapports d'évaluation préalable sont examinés par les pairs. Pour en savoir plus, veuillez consulter les évaluations préalables.

² Pour obtenir de plus amples renseignements sur le Plan d'action, veuillez consulter le site <http://publication.gc.ca/gazette/archives/p1/2006/2006-06-17/pdf/g1-14024.pdf>.

is, whether they are entering or may enter the environment in a quantity or concentration or under conditions that

- (a) have or may have an immediate or long-term harmful effect on the environment or its biological diversity;
- (b) constitute or may constitute a danger to the environment on which life depends; or
- (c) constitute or may constitute a danger in Canada to human life or health.³

The draft screening assessments and a risk management scope document were published on the Chemical Substances Web site along with a notice published in the *Canada Gazette*, Part I, on October 30, 2010.⁴ These publications signalled the intent of the Minister of the Environment and the Minister of Health (the Ministers) in regard to further risk management activities.

After public comments were considered, the final screening assessments and a risk management approach document were published on the Chemical Substances Web site along with a notice published in the *Canada Gazette*, Part I, on August 25, 2012.⁵ In addition, a proposed order adding these substances to Schedule 1 to CEPA 1999 was published in the *Canada Gazette*, Part I, on September 29, 2012.⁶

Substance descriptions and assessment conclusions

PFOA, its salts and its precursors

PFOA is a synthetic substance belonging to the PFCA class of chemicals. The ammonium salt of PFOA is used as polymerization aids in the production of fluoropolymers and fluoroelastomers. Fluoropolymers are used in the manufacture of coatings that are water- and stain-resistant, and are used on textiles, carpets, hoses, cables, gaskets, and non-stick cookware, and in personal care products. PFOA, its salts and precursors (compounds that degrade to become PFOA) have also been used in the past in many industrial processes as well as in commercial and consumer products.

According to surveys conducted in 2000 and 2004 under section 71 of CEPA 1999, PFOA and its salts were imported but not manufactured in Canada during the survey years. In 2004, between 100 and 100 000 kg of a PFOA ammonium salt were imported into Canada.

PFOA may be found in the Canadian environment due to effluent releases from wastewater treatment plants, landfill leachates, and degradation/transformation of PFOA precursors. Once in the environment, PFOA is extremely persistent and is not known to undergo further degradation. The presence of PFOA in the Canadian Arctic is likely attributable to long-range transport. PFOA is

effectuées afin de déterminer si ces substances satisfont à un ou à plusieurs des critères énoncés à l'article 64 de la LCPE (1999), c'est-à-dire si elles pénètrent ou peuvent pénétrer dans l'environnement en une quantité, à une concentration ou dans des conditions de nature à :

- a) avoir, immédiatement ou à long terme, un effet nocif sur l'environnement ou sur la diversité biologique;
- b) mettre en danger l'environnement essentiel pour la vie;
- c) constituer un danger au Canada pour la vie ou la santé humaines³.

Les ébauches d'évaluation préalable et le cadre de gestion des risques ont été publiés sur le site Web portant sur les substances chimiques en même temps qu'est paru un avis dans la Partie I de la *Gazette du Canada* le 30 octobre 2010⁴. Ces publications indiquaient l'intention du ministre de l'Environnement et du ministre de la Santé (les ministres) de mener d'autres activités de gestion des risques.

Après que les commentaires du public ont été pris en compte, les évaluations préalables finales et l'approche de gestion des risques ont été publiées sur le site Web portant sur les substances chimiques en même temps qu'est paru un avis dans la Partie I de la *Gazette du Canada* le 25 août 2012⁵. En outre, un projet de décret visant à inscrire ces substances à l'annexe 1 de la LCPE (1999) a été publié dans la Partie I de la *Gazette du Canada* le 29 septembre 2012⁶.

Description des substances et conclusions des évaluations

Acide pentadécafluorooctanoïque (APFO), ses sels et ses précurseurs

L'APFO est une substance synthétique appartenant à la classe des APFC. Le sel d'ammonium de l'APFO est utilisé comme adjuvant de polymérisation dans la production de polymères et d'élastomères fluorés. Les polymères fluorés sont utilisés dans la fabrication de revêtements résistants à l'eau et aux taches. Ils sont utilisés sur les tissus, les tapis, dans les tuyaux, les câbles, les joints d'étanchéité, les batteries de cuisine antiadhésives et dans les produits de soins personnels. L'APFO, ses sels et ses précurseurs (composés qui se dégradent en APFO) ont également été utilisés par le passé dans de nombreux procédés industriels ainsi que dans des produits commerciaux et de consommation.

Selon des enquêtes menées en 2000 et en 2004 en vertu de l'article 71 de la LCPE (1999), l'APFO et ses sels ont été importés, mais n'ont pas été fabriqués au Canada au cours de ces années. En 2004, entre 100 et 100 000 kg de sel d'ammonium de l'APFO ont été importés au Canada.

L'APFO peut être présent dans l'environnement canadien en raison du rejet d'effluents d'usines de traitement des eaux usées, de lixiviats de sites d'enfouissement, ainsi qu'à la suite de la dégradation ou de la transformation de ses précurseurs. Une fois dans l'environnement, l'APFO est extrêmement persistant et ne subirait aucune dégradation. La présence d'APFO dans l'Arctique

³ The conclusion of long-chain PFCAs, their salts and precursors was based on an ecological screening assessment to determine whether the substances met the criteria set out in paragraphs 64(a) and 64(b) of CEPA 1999.

⁴ For more information, please visit <http://gazette.gc.ca/tp-pr/p1/2010/2010-10-30/pdf/g1-14444.pdf>.

⁵ For more information, please visit <http://gazette.gc.ca/tp-pr/p1/2012/2012-08-25/pdf/g1-14634.pdf> (pages 2506 and 2501).

⁶ For more information, please visit <http://gazette.gc.ca/tp-pr/p1/2012/2012-09-29/pdf/g1-14639.pdf>.

³ Les conclusions concernant les APFC à longue chaîne, leurs sels et leurs précurseurs étaient fondées sur une évaluation écologique préalable pour déterminer si les substances satisfaisaient ou non aux critères énoncés aux alinéas 64a) et 64b) de la LCPE (1999).

⁴ Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez consulter le site <http://gazette.gc.ca/tp-pr/p1/2010/2010-10-30/pdf/g1-14444.pdf>.

⁵ Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez consulter le site <http://gazette.gc.ca/tp-pr/p1/2012/2012-08-25/pdf/g1-14634.pdf> (pages 2506 et 2501).

⁶ Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez consulter le site <http://gazette.gc.ca/tp-pr/p1/2012/2012-09-29/pdf/g1-14639.pdf>.

expected to end up mostly in the aquatic environment, or, to a lesser extent, in sediments.

Although experimental evidence indicates that PFOA is not highly bioaccumulative in fish, field studies suggest that PFOA may accumulate and biomagnify in certain terrestrial and marine mammals. PFOA has been detected in Canadian freshwaters and sediments, as well as a variety of animals, including fish, invertebrates, and terrestrial and marine mammals. Polar bears, as the top predator in the Arctic marine food web, have been shown to be the most contaminated with PFOA relative to other Arctic organisms. PFOA has been shown to have a number of harmful effects on animals.⁷

Low concentrations of PFOA have been identified in blood samples from Canadians in the general population, including newborns. Canadians are exposed to PFOA and its precursors in the environment, including via air, drinking water and food, and from the use of consumer products. Laboratory studies have shown that PFOA may cause developmental effects and liver changes in mice and rats. However, the levels of PFOA in the blood of humans have been found to be much lower than the levels associated with adverse effects in laboratory animals. Therefore, PFOA is not expected to pose a risk to human health.

Based on all the available information, the screening assessments concluded that PFOA, its salts and its precursors meet the criteria set out in paragraph 64(a) of CEPA 1999. It was also concluded that PFOA and its salts meet the criteria for persistence; however, despite evidence that they may accumulate and biomagnify in certain mammals, they do not meet the criteria for bioaccumulation as set out in the *Persistence and Bioaccumulation Regulations*.

Long-chain PFCA, their salts and their precursors

PFCA are synthetic chemicals that belong to the broader class of chemicals known as perfluoroalkyls (PFAs). The screening assessment focused on PFCA that contain carbon chains of 9–20 carbon atoms in length, as well as their salts and precursors.

Only one PFCA substance, which contains a 9-carbon chain, is known to be used for surfactant applications and in the production of fluoropolymers in Canada. Other long-chain PFCA, containing carbon chains of 10–20 atoms, are rarely used intentionally in products. However, some substances, such as fluorotelomers, are PFCA precursors and can degrade to form long-chain PFCA. These substances are commonly used and found in commercial products to add oil-, grease-, water- and stain-repellent properties.

According to two industry surveys, conducted by Environment Canada in 2000 and 2004, long-chain PFCA were not manufactured in or imported into Canada. However, in both surveys, between 1 000 and 100 000 kg of their precursors were reported to be imported into Canada during the survey years.

⁷ For example hepatotoxicity, immunotoxicity, chemosensitivity and effects on endocrine function.

canadien est probablement attribuable à son transport à grande distance. Il devrait se retrouver principalement dans le milieu aquatique ou, dans une moindre mesure, dans les sédiments.

Bien que les données expérimentales indiquent que l'APFO n'est pas très bioaccumulable chez les poissons, des études sur le terrain laissent croire qu'il pourrait s'accumuler et se bioamplifier chez certains mammifères terrestres et marins. La présence d'APFO a été décelée dans les eaux douces et les sédiments au Canada, ainsi que chez divers animaux, notamment des poissons, des invertébrés et des mammifères terrestres et marins. L'ours blanc, en tant que prédateur situé au sommet du réseau trophique marin de l'Arctique, est l'espèce la plus contaminée par l'APFO, comparativement aux autres organismes de l'Arctique. Il a été démontré que l'APFO a un certain nombre d'effets toxiques sur les animaux⁷.

De faibles concentrations d'APFO ont été mesurées dans des échantillons de sang prélevés chez des Canadiens dans la population générale, y compris des nouveau-nés. Les Canadiens sont exposés à l'APFO et à ses précurseurs présents dans l'environnement, notamment par l'air, l'eau potable et la nourriture, ainsi que par l'utilisation de produits de consommation. Des études en laboratoire ont montré que l'APFO peut provoquer des effets sur le développement et des modifications du foie chez les souris et les rats. Toutefois, les concentrations sanguines d'APFO chez l'être humain sont beaucoup plus faibles que celles associées à des effets néfastes chez les animaux de laboratoire. Par conséquent, on estime que l'APFO ne représente pas de risque pour la santé humaine.

À la lumière de l'ensemble des renseignements disponibles, les évaluations préalables ont conclu que l'APFO, ses sels et ses précurseurs satisfont aux critères énoncés à l'alinéa 64a) de la LCPE (1999). Il a également été conclu que l'APFO et ses sels satisfont aux critères de persistance, mais que malgré les données montrant qu'ils pourraient s'accumuler et se bioamplifier chez certains mammifères, ils ne satisfont pas aux critères de bioaccumulation énoncés dans le *Règlement sur la persistance et la bioaccumulation*.

Acides perfluorocarboxyliques (APFC) à longue chaîne, leurs sels et leurs précurseurs

Les APFC sont des substances chimiques synthétiques qui font partie du grand groupe des substances perfluoroalkyliques (PFA). L'évaluation préalable était axée sur les APFC contenant des chaînes carbonées d'une longueur de 9 à 20 atomes de carbone, ainsi que sur leurs sels et leurs précurseurs.

On sait qu'un seul APFC, qui contient une chaîne de 9 carbones, est utilisé dans des agents tensioactifs et dans la production de polymères fluorés au Canada. Les autres APFC à longue chaîne (10 à 20 atomes de carbone) sont rarement utilisés de manière intentionnelle dans des produits. Toutefois, certaines substances, telles que les fluorotélomères, sont des précurseurs des APFC et peuvent se dégrader pour former des APFC à longue chaîne. Ces substances sont couramment utilisées dans des produits commerciaux afin de les rendre résistants aux huiles, aux graisses, à l'eau et aux taches.

Deux enquêtes menées par Environnement Canada auprès de l'industrie en 2000 et 2004 ont montré que les APFC à longue chaîne n'étaient pas fabriqués ni importés au Canada. Cependant, les deux enquêtes ont révélé qu'entre 1 000 et 100 000 kg de leurs précurseurs avaient été importés au Canada au cours de ces années.

⁷ Par exemple une toxicité hépatique, une immunotoxicité, une chimiosensibilité et des effets sur le système endocrinien.

Laboratory studies have demonstrated that long-chain PFCAs are toxic to aquatic and terrestrial species. For example, they have the potential to cause hepatotoxicity (to be harmful to the liver) in polar bears. Furthermore, due to the exceptional strength of the carbon-fluorine bond, long-chain PFCAs are expected to be extremely persistent in the environment. Furthermore, long-chain PFCAs have been detected in remote areas, such as the Canadian Arctic. Although mechanisms of transport are not fully understood, certain precursors may undergo long-range transport to remote areas, where subsequent degradation can result in the formation of long-chain PFCAs.

Based on all the available information, the ecological assessment concluded that long-chain PFCAs, their salts and their precursors meet the criteria set out in paragraph 64(a) of CEPA 1999. It was also concluded that long-chain PFCAs and their salts meet the criteria for persistence but despite evidence that they may accumulate and biomagnify in certain mammals, they do not meet the bioaccumulation criteria as set out in the *Persistence and Bioaccumulation Regulations*.

Objectives

The objective of the *Order Adding Toxic Substances to Schedule 1 to the Canadian Environmental Protection Act, 1999* (hereinafter referred to as the Order) is to enable the Ministers to develop risk management instruments under CEPA 1999 to manage ecological risks posed by these substances.

Description

The Order adds PFOA, its salts and precursors, and long-chain PFCAs, their salts and precursors to Schedule 1 of CEPA 1999 (the List of Toxic Substances).

“One-for-One” Rule

The “One-for-One” Rule does not apply to this Order, as the Order is not expected to have any impact on industry that could result in administrative burden. This Order is an enabling instrument which allows the Ministers to develop risk management measures with respect to the substances.

Small business lens

The small business lens does not apply to this Order, as there are no costs on small businesses. Rather, the Order enables the Ministers to propose risk management measures with respect to the substances, but does not impose any compliance or administrative requirements on businesses.

Consultation

Consultation following publication of the draft screening assessment reports

On October 30, 2010, the Ministers published summaries of the draft screening assessments for PFOA, its salts and precursors and long-chain PFCAs, their salts and precursors in the *Canada Gazette*, Part I, for a 60-day public comment period.⁸ The risk management scope document, also released on the same date, outlined the preliminary options being examined for the management of these

Des études en laboratoire ont montré que les APFC à longue chaîne sont toxiques pour les espèces aquatiques et terrestres. Par exemple, ils ont un potentiel hépatotoxique (d’avoir des effets nocifs sur le foie) chez les ours blancs. De plus, en raison de la force exceptionnelle de la liaison carbone-fluor, les APFC à longue chaîne devraient être extrêmement persistants dans l’environnement. Ils ont également été décelés dans des régions éloignées, comme l’Arctique canadien. Bien que les mécanismes de transport ne soient pas bien compris, certains précurseurs peuvent être transportés à grande distance et atteindre ces régions, où ils peuvent ensuite se transformer en APFC à longue chaîne par dégradation.

À la lumière de l’ensemble des renseignements disponibles, l’évaluation écologique a permis de conclure que les APFC à longue chaîne, leurs sels et leurs précurseurs satisfont aux critères énoncés à l’alinéa 64a) de la LCPE (1999). Il a également été conclu que les APFC à longue chaîne et leurs sels satisfont aux critères de persistance, mais que malgré les données montrant qu’ils pourraient s’accumuler et se bioamplifier chez certains mammifères, ils ne satisfont pas aux critères de bioaccumulation énoncés dans le *Règlement sur la persistance et la bioaccumulation*.

Objectifs

Le décret intitulé *Décret d’inscription de substances toxiques à l’annexe 1 de la Loi canadienne sur la protection de l’environnement (1999)* [ci-après appelé « Décret »] a pour objet de permettre aux ministres d’établir des instruments de gestion des risques en vertu de la LCPE (1999) afin de gérer les risques écologiques que présentent ces substances.

Description

Le Décret ajoute l’APFO, ses sels et ses précurseurs ainsi que les APFC à longue chaîne, leurs sels et leurs précurseurs à l’annexe 1 de la LCPE (1999) [la Liste des substances toxiques].

Règle du « un pour un »

La règle du « un pour un » ne s’applique pas à ce décret, car il ne devrait pas y avoir de répercussions sur l’industrie qui pourraient entraîner un fardeau administratif. Ce décret est un instrument habilitant qui permet aux ministres d’élaborer des mesures de gestion des risques relativement à ces substances.

Lentille des petites entreprises

La lentille des petites entreprises ne s’applique pas à ce décret, car celles-ci n’assument aucun coût. Le Décret permet plutôt aux ministres de proposer des mesures de gestion des risques relativement aux substances, mais n’impose pas d’exigence en matière d’administration ou de conformité aux entreprises.

Consultation

Consultations suivant la publication de l’ébauche des rapports d’évaluation préalable

Le 30 octobre 2010, les ministres ont publié les résumés des ébauches d’évaluation préalable effectuées pour l’APFO, ses sels et ses précurseurs ainsi que pour les APFC à longue chaîne, leurs sels et leurs précurseurs dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, en vue d’une période de commentaires publics de 60 jours⁸. Le même jour a aussi été publié le cadre de gestion des risques qui

⁸ For more information, please visit <http://gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2010/2010-10-30/pdf/g1-14444.pdf> (pages 2760 and 2754).

⁸ Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez consulter le site <http://gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2010/2010-10-30/pdf/g1-14444.pdf> (pages 2760 et 2754).

substances, which were proposed to be harmful to the environment or its biological diversity under paragraph 64(a) of CEPA 1999.

Prior to this publication, Environment Canada and Health Canada informed the governments of the provinces and territories through the CEPA National Advisory Committee (NAC) of the release of the screening assessment reports, the risk management scope document, and the public comment period noted above. No comments were received from CEPA NAC.

During the 60-day public comment period, submissions were received from two manufacturers' associations, four non-governmental organizations and one researcher. All comments were considered in developing the final assessments. Comments were also received on the risk management scope document. They were considered when developing the proposed risk management approach document.

Below is a summary of some key comments received regarding the screening assessments of PFOA, its salts and precursors and long-chain PFCAs, their salts and precursors, as well as responses to these comments. The complete responses to comments are available on the Government of Canada's Chemical Substances Web site, or by contacting Environment Canada.⁹

PFOA, its salts and its precursors

- **Comment:** Four non-governmental organizations and one researcher commented that new biomonitoring data from the Canadian Health Measures Survey (CHMS) are available, and that there are epidemiological data indicating associations between PFOA exposure and reduced birth weight.

Response: The assessment has been updated with new biomonitoring data, including data from the CHMS. The epidemiological data examining reduced birth weight were addressed in the screening assessment. The changes in birth weight are within the normal range of variation. As well, in other epidemiological studies, no associations between PFOA exposure and birth weights were identified, including the studies from highly exposed populations. Additionally, developmental toxicity was selected as one of the endpoints for risk characterization. The margins of exposure are considered adequate to be protective of human health and to address the uncertainties in the health effects and exposure databases.

- **Comment:** Two non-governmental organizations, two manufacturers' associations and one researcher commented that the draft screening assessment report does not contain many relevant published studies on immunotoxicity, neurobehavioral effects, and mode of action, i.e. the mechanism by which the substance can produce harmful effects upon a living organism.

décrit les options préliminaires examinées pour la gestion de ces substances, que l'on propose de considérer comme nocives pour l'environnement ou sa diversité biologique au sens de l'alinéa 64a) de la LCPE (1999).

Préalablement, Environnement Canada et Santé Canada avaient informé les gouvernements des provinces et des territoires, par l'intermédiaire du Comité consultatif national de la LCPE, de la publication des rapports d'évaluation préalable et du cadre de gestion des risques ainsi que de la période de commentaires publics mentionnée ci-dessus. Le Comité consultatif national de la LCPE n'a fait part d'aucun commentaire.

Au cours de la période de commentaires publics de 60 jours, des commentaires ont été reçus de deux associations de fabricants, de quatre organisations non gouvernementales et d'un chercheur. Tous les commentaires ont été pris en considération dans l'élaboration des évaluations finales. Des commentaires ont également été reçus au sujet du cadre de gestion des risques. Ces commentaires ont été considérés lors de l'élaboration de l'approche de gestion des risques proposée.

Vous trouverez ci-dessous un résumé de certains des principaux commentaires reçus sur les évaluations préalables de l'APFO, de ses sels et de ses précurseurs ainsi que des APFC à longue chaîne, de leurs sels et de leurs précurseurs, de même que les réponses qui ont été fournies. Les réponses complètes aux commentaires reçus se trouvent sur le site Web portant sur les substances chimiques du gouvernement du Canada. Vous pouvez également les obtenir en communiquant avec Environnement Canada.⁹

APFO, ses sels et ses précurseurs

- **Commentaire :** Quatre organisations non gouvernementales et un chercheur ont souligné l'existence de nouvelles données de biosurveillance issues de l'Enquête canadienne sur les mesures de la santé, ainsi que l'existence de données épidémiologiques indiquant une association entre l'exposition à l'APFO et une réduction du poids à la naissance.

Réponse : L'évaluation a été mise à jour en tenant compte des nouvelles données de biosurveillance, y compris les données de l'Enquête canadienne sur les mesures de la santé. Les données épidémiologiques portant sur la réduction du poids à la naissance ont été prises en compte dans l'évaluation préalable. Les changements du poids à la naissance se situent dans la plage normale de variation. Par ailleurs, d'autres études épidémiologiques n'ont montré aucune association entre l'exposition à l'APFO et le poids à la naissance, y compris des études menées chez les populations fortement exposées. De plus, la toxicité pour le développement a été choisie comme l'un des paramètres de la caractérisation des risques. Les marges d'exposition sont jugées adéquates pour protéger la santé humaine et tenir compte des incertitudes dans les bases de données sur les effets sur la santé et l'exposition.

- **Commentaire :** Deux organisations non gouvernementales, deux associations de fabricants et un chercheur ont indiqué que l'ébauche du rapport d'évaluation préalable ne tenait pas compte de nombreuses études pertinentes portant sur l'immunotoxicité, les effets neurocomportementaux et le mode d'action (le mécanisme par lequel la substance peut produire des effets nocifs sur un organisme vivant).

⁹ The document can be viewed on the Chemical Substances Web site at www.chemicalsubstances.gc.ca or obtained from Environment Canada's Program Development and Engagement Division, Gatineau, Quebec K1A 0H3, or by fax from 819-953-7155, or by email from substances@ec.gc.ca.

⁹ Ce document peut être consulté sur le site Web des substances chimiques au www.substanceschimiques.gc.ca ou être obtenu en communiquant par courrier avec la Division de la mobilisation et de l'élaboration de programmes d'Environnement Canada, Gatineau (Québec) K1A 0H3, par télécopieur, au 819-953-7155, ou par courriel, à l'adresse substances@ec.gc.ca.

Response: The screening assessment does not list or describe each individual study, but highlights key relevant studies that cover the relevant human exposure, epidemiology, toxicology, and mode of action studies. All available and relevant data on the potential human health effects related to PFOA were considered in the draft screening assessment.

- Comment: Two non-governmental organizations expressed concern that the weight of evidence and the emphasis on bio-magnification in aquatic species played a significant role in the final decision of bioaccumulation for PFOA despite the availability of evidence of PFOA in higher trophic levels such as mammals and terrestrial animals. They are uncertain whether the low levels of PFOA detected in various species of fish were the primary reasons for concluding that PFOA is not bioaccumulative as prescribed by the bioaccumulation criteria in the *Persistence and Bioaccumulation Regulations*.

Response: The numeric criteria for bioaccumulation, outlined in the *Persistence and Bioaccumulation Regulations*, are based on bioaccumulation data for freshwater aquatic species (fish) and for substances that preferentially partition to lipids. The available data for concentrations of PFOA in fish indicated that the numeric criteria in the Regulations were not met. However, given that PFOA preferentially partitions in the proteins of liver, blood and kidney in terrestrial and marine mammals, the numeric criteria in the Regulations are of uncertain relevance as indicators of its bioaccumulation potential. In fact, while it did not lead to concluding that the regulatory criteria for bioaccumulation were met, the evidence for accumulation of PFOA in terrestrial and marine mammals was an important consideration in the assessment conclusion on the potential of PFOA being harmful to the environment.

- Comment: Two non-governmental organizations asked if the weight-of-evidence approach applied by the assessors was adequate to include careful consideration of all degradation or breakdown products, metabolism, and potential synergistic effects of other substances similar to PFOA, its salts and precursors and long-chain PFCAs, their salts and precursors.

Response: This assessment considered in particular the accumulation potential of PFOA, rather than the accumulation of individual precursors. Although the full range of precursors is less well characterized than PFOA itself, precursors were included as they are expected over time to degrade to PFOA, thereby ultimately contributing to the environmental loading for PFOA. As well, the role of precursors in the long-range transport and subsequent degradation to PFOA in remote areas was considered.

Long-chain PFCAs, their salts and their precursors

- Comment: Two non-governmental organizations commented that the Government should release the human health assessment for long-chain PFCAs, regardless of its finding that the chemicals in the grouping were not considered high priority with respect to risk to human health.

Réponse : L'évaluation préalable ne donne pas la liste ou la description de chaque étude individuelle, elle met plutôt en évidence les principales études pertinentes qui portent sur l'exposition humaine, l'épidémiologie, la toxicologie et le mode d'action. Toutes les données actuelles et pertinentes concernant les effets potentiels sur la santé humaine liés à l'APFO ont été prises en compte dans l'ébauche d'évaluation préalable.

- Commentaire : Deux organisations non gouvernementales ont exprimé leurs préoccupations quant au fait que le poids de la preuve et l'accent mis sur la bioamplification chez les espèces aquatiques avaient joué un rôle important dans la décision finale concernant la bioaccumulation de l'APFO, malgré l'existence de données sur la présence d'APFO dans les niveaux trophiques supérieurs, comme les mammifères et les animaux terrestres. Elles se demandent si les faibles concentrations d'APFO détectées chez diverses espèces de poissons ont été les principales raisons permettant de conclure que l'APFO n'est pas bioaccumulable selon les critères de bioaccumulation du *Règlement sur la persistance et la bioaccumulation*.

Réponse : Les critères numériques de bioaccumulation prévus dans le *Règlement sur la persistance et la bioaccumulation* ont été calculés à partir de données sur la bioaccumulation chez les espèces aquatiques d'eau douce (poissons) et pour des substances dont la répartition se fait principalement dans les lipides. Les données disponibles sur les concentrations d'APFO chez les poissons indiquent que les critères numériques du Règlement ne sont pas satisfaits. Cependant, étant donné que l'APFO se répartit surtout dans les protéines du foie, du sang et des reins chez les mammifères terrestres et marins, les critères numériques du Règlement ne sont pas nécessairement pertinents comme indicateurs du potentiel de bioaccumulation de l'APFO. En fait, bien qu'elles ne permettent pas de conclure que les critères réglementaires de bioaccumulation sont satisfaits, les données de bioaccumulation de l'APFO chez les mammifères terrestres et marins ont été un facteur important dans la conclusion de l'évaluation quant au potentiel d'effets nocifs de l'APFO pour l'environnement.

- Commentaire : Deux organisations non gouvernementales ont demandé si la méthode du poids de la preuve utilisée par les évaluateurs était adéquate pour bien tenir compte de tous les produits de dégradation, du métabolisme et des effets synergiques potentiels d'autres substances semblables à l'APFO, à ses sels et à ses précurseurs ainsi qu'aux APFC à longue chaîne, à leurs sels et à leurs précurseurs.

Réponse : Cette évaluation a pris en compte le potentiel d'accumulation de l'APFO en particulier, plutôt que l'accumulation de chacun des précurseurs. Bien que la gamme complète des précurseurs soit moins bien caractérisée que l'APFO lui-même, les précurseurs ont été inclus puisqu'au fil du temps, ils devraient se dégrader en APFO et ainsi contribuer ultimement à la charge d'APFO dans l'environnement. En outre, le transport à grande distance des précurseurs et leur dégradation ultérieure en APFO dans les régions éloignées ont été pris en compte.

APFC à longue chaîne, leurs sels et leurs précurseurs

- Commentaire : Deux organisations non gouvernementales ont mentionné que le gouvernement devrait publier l'évaluation des risques que représentent les APFC à longue chaîne pour la santé humaine, indépendamment des résultats indiquant que les produits chimiques de ce groupe n'étaient pas jugés hautement prioritaires du point de vue des risques pour la santé humaine.

Response: Health Canada has not yet assessed long-chain PFCAs for risk to human health. Given the environmental impacts of these substances, however, it is considered important to publish the ecological screening assessment report at this time in order to initiate the implementation of risk management measure. Publishing the ecological assessment at this time is also an important step to fulfill the Government of Canada's commitment to assess PFCAs under Perfluorinated Carboxylic Acids and their Precursors: An Action Plan for Assessment and Management.

- **Comment:** Two non-governmental organizations commented that all precursors to long-chain PFCAs should be included in the scope of the screening assessment, including those identified by the Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD) process.

Response: The screening assessment considered all precursors to long-chain PFCAs that could transform or degrade to long-chain PFCAs given similar use applications and similarities in their chemical structures. The long-chain PFCAs precursors identified in this assessment are also found on the OECD list in Appendix I of the screening assessment, which provides examples of substances in this group. As this list is not considered exhaustive, it is open to including other precursors to long-chain PFCAs as they are identified by other governmental organizations and/or in other literature.

- **Comment:** Two non-governmental organizations commented that the screening assessment has not used models to determine long-range transport potential as has been applied in screening assessments of other substances under the Chemicals Management Plan. The conclusion of the screening assessment for long-chain PFCAs should confirm that these chemicals have long-range potential, because this information will influence the type of management measures necessary to prevent the formation of long-chain PFCAs.

Response: Measurements of long-chain PFCAs in Canadian Arctic biota and abiotic media are sufficient to confirm the long-range transport potential of precursors to long-chain PFCAs, given that long-chain PFCAs are not known to be manufactured in or imported into Canada. A statement has been added to the conclusion indicating that the precursors to long-chain PFCAs have the potential for long-range transport.

Consultation following prepublication of the Order in the *Canada Gazette, Part I*

On September 29, 2012, the Government of Canada published a proposed Order to add these substances to Schedule 1 to CEPA 1999 in the *Canada Gazette, Part I*. During the 60-day comment period, one submission from a non-governmental organization was received supporting the proposed addition of the substances to the List of Toxic Substances.

Rationale

As described in the "Background" section, PFOA, its salts and the precursors of long-chain PFCAs were imported into and used in Canada. Screening assessments conducted on these substances found that they are harmful to the environment or its biological

Réponse : Santé Canada n'a pas encore évalué les risques que présentent les APFC à longue chaîne pour la santé humaine. Étant donné les impacts environnementaux de ces substances, toutefois, il est jugé important de publier le rapport d'évaluation écologique préalable maintenant afin d'entreprendre la mise en œuvre des mesures de gestion des risques. La publication de l'évaluation écologique à ce moment-ci constitue également une étape clé du respect de l'engagement pris par le gouvernement du Canada d'évaluer les APFC en vertu du Plan d'action pour l'évaluation et la gestion des acides perfluorocarboxyliques et de leurs précurseurs.

- **Commentaire :** Deux organisations non gouvernementales ont indiqué que tous les précurseurs des APFC à longue chaîne devraient être inclus dans le cadre de l'évaluation préalable, y compris ceux déterminés par le processus de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE).

Réponse : L'évaluation préalable a pris en compte tous les précurseurs qui pourraient se transformer ou se dégrader en APFC à longue chaîne, compte tenu de leurs utilisations semblables et des similitudes de leurs structures chimiques. Les précurseurs des APFC à longue chaîne visés par la présente évaluation font aussi partie de la liste de l'OCDE (à l'annexe I de l'évaluation préalable) qui donne des exemples de substances appartenant à ce groupe. Étant donné que cette liste n'est pas considérée comme exhaustive, d'autres précurseurs des APFC à longue chaîne pourraient y être ajoutés, à mesure qu'ils sont découverts par d'autres organismes gouvernementaux ou dans d'autres publications.

- **Commentaire :** Deux organisations non gouvernementales ont indiqué que l'évaluation préalable n'a pas utilisé de modèles pour déterminer le potentiel de transport à grande distance, comme il a été le cas dans les évaluations préalables des autres substances dans le cadre du Plan de gestion des produits chimiques. La conclusion de l'évaluation préalable pour les APFC à longue chaîne devrait confirmer que ces substances chimiques présentent un potentiel de transport à grande distance, car cette information influera sur le type de mesures de gestion nécessaires pour empêcher la formation d'APFC à longue chaîne.

Réponse : Les mesures des APFC à longue chaîne dans le biote et les milieux abiotiques de l'Arctique canadien sont suffisantes pour confirmer le potentiel de transport à grande distance des précurseurs des APFC à longue chaîne, étant donné que les APFC à longue chaîne ne sont pas fabriqués ni importés au Canada. Un énoncé a été ajouté à la conclusion pour indiquer que les précurseurs des APFC à longue chaîne peuvent être transportés sur une grande distance.

Consultations suivant la publication préalable du Décret dans la *Partie I* de la *Gazette du Canada*

Le 29 septembre 2012, le gouvernement du Canada a publié dans la *Partie I* de la *Gazette du Canada* un projet de décret visant à ajouter ces substances à l'annexe 1 de la LCPE (1999). Au cours de la période de commentaires de 60 jours, une présentation d'une organisation non gouvernementale appuyant l'inscription proposée de ces substances à la Liste des substances toxiques a été reçue.

Justification

Tel qu'il est décrit dans la section « Contexte », l'APFO, ses sels et les précurseurs des APFC à longue chaîne ont été importés et utilisés au Canada. Les évaluations préalables effectuées sur ces substances ont permis de conclure qu'elles sont nocives pour

diversity. Given these concerns, the screening assessments concluded that these substances meet the criteria set out in paragraph 64(a) of CEPA 1999.

Measures that can be taken after a screening assessment of a substance is conducted under CEPA 1999 include

- adding the substances to the Priority Substances List for further assessment, when additional information is required to determine if the substances meet the criteria in section 64 of CEPA 1999;
- taking no further action in respect of the substances; or
- recommending that the substances be added to the List of Toxic Substances in Schedule 1, and, where applicable, the implementation of virtual elimination.

Given the concerns identified, adding PFOA, its salts and precursors and long-chain PFCAs, their salts and precursors to Schedule 1 to CEPA 1999, enables the Minister to develop risk management instruments under the Act and is, therefore, the preferred option.

The addition of these substances to Schedule 1 to CEPA 1999 does not result in any incremental impacts (benefits or costs) on the public or industry, since there are no compliance requirements. Accordingly, there is no compliance or administrative burden on small business or businesses in general. The Ministers will assess costs and benefits and consult with the public and other stakeholders during the development of risk management instruments for these substances.

Implementation, enforcement and service standards

The Order adds PFOA, its salts and precursors and long-chain PFCAs, their salts and precursors to Schedule 1 to CEPA 1999, thereby allowing the Ministers to meet their obligation to publish regulations or other management instruments no later than August 25, 2014, and finalize them no later than February 25, 2016. Developing an implementation plan, a compliance strategy or establishing service standards are not considered necessary without any specific risk management proposal. An appropriate assessment of implementation, compliance and enforcement will be undertaken during the development of a regulation or control instrument(s) respecting preventive or control actions for PFOA, its salts and precursors and long-chain PFCAs, their salts and precursors.

Contacts

Greg Carreau
Executive Director
Program Development and Engagement Division
Environment Canada
Gatineau, Quebec
K1A 0H3
Substances Management Information Line:
1-800-567-1999 (toll-free in Canada)
819-953-7156 (outside of Canada)
Fax: 819-953-7155
Email: substances@ec.gc.ca

l'environnement ou sa diversité biologique. En raison de ces préoccupations, les évaluations préalables ont conclu que ces substances satisfont aux critères énoncés à l'alinéa 64a) de la LCPE (1999).

Après l'évaluation préalable d'une substance réalisée en vertu de la LCPE (1999), il est possible de prendre l'une des mesures suivantes :

- inscrire la substance sur la Liste des substances d'intérêt prioritaire en vue d'une évaluation plus détaillée, lorsque des renseignements supplémentaires sont nécessaires pour déterminer si une substance répond aux critères énoncés à l'article 64 de la LCPE (1999);
- ne rien faire à l'égard de la substance;
- recommander son inscription sur la Liste des substances toxiques de l'annexe 1 de la Loi et, s'il y a lieu, la réalisation de sa quasi-élimination.

Étant donné les préoccupations soulevées, l'inscription de l'APFO, de ses sels et de ses précurseurs ainsi que des APFC à longue chaîne, de leurs sels et de leurs précurseurs à l'annexe 1 de la LCPE (1999) permet au ministre d'élaborer des instruments de gestion des risques en vertu de la Loi et est, par conséquent, l'option privilégiée.

L'inscription de ces substances à l'annexe 1 de la LCPE (1999) n'entraîne pas d'effets cumulatifs (avantages ou coûts) sur le public ou sur l'industrie, puisqu'il n'y a aucune exigence en matière de conformité. Par conséquent, il n'y a aucun fardeau administratif ni fardeau de conformité pesant sur les petites entreprises ou sur les entreprises en général. Au cours de l'élaboration des instruments de gestion des risques pour ces substances, les ministres feront une évaluation des coûts et des avantages en plus de consulter le public ainsi que d'autres parties intéressées.

Mise en œuvre, application et normes de service

Le Décret permet d'ajouter l'APFO, ses sels et ses précurseurs ainsi que les APFC à longue chaîne, leurs sels et leurs précurseurs à l'annexe 1 de la LCPE (1999). Les ministres peuvent ainsi respecter leur obligation de publier le règlement ou d'autres instruments de gestion au plus tard le 25 août 2014, et de les finaliser au plus tard le 25 février 2016. L'élaboration d'un plan de mise en œuvre ou d'une stratégie de conformité ou encore l'établissement de normes de service ne sont pas considérés comme nécessaires sans proposition particulière de gestion des risques. Une évaluation appropriée de la mise en œuvre, de la conformité et de l'application sera entreprise durant l'élaboration du règlement ou d'instruments de contrôle portant sur les mesures de prévention ou de contrôle relatives à l'APFO, ses sels et ses précurseurs ainsi qu'aux APFC à longue chaîne, leurs sels et leurs précurseurs.

Personnes-ressources

Greg Carreau
Directeur exécutif
Division de la mobilisation et de l'élaboration de programmes
Environnement Canada
Gatineau (Québec)
K1A 0H3
Ligne d'information de la gestion des substances :
1-800-567-1999 (sans frais au Canada)
819-953-7156 (à l'extérieur du Canada)
Télécopieur : 819-953-7155
Courriel : substances@ec.gc.ca

Michael Donohue
Risk Management Bureau
Health Canada
Ottawa, Ontario
K1A 0K9
Telephone: 613-957-8166
Fax: 613-952-8857
Email: michael.donohue@hc-sc.gc.ca

Michael Donohue
Bureau de gestion du risque
Santé Canada
Ottawa (Ontario)
K1A 0K9
Téléphone : 613-957-8166
Télécopieur : 613-952-8857
Courriel : michael.donohue@hc-sc.gc.ca

Registration
SOR/2013-189 October 25, 2013

Enregistrement
DORS/2013-189 Le 25 octobre 2013

EMPLOYMENT INSURANCE ACT

LOI SUR L'ASSURANCE-EMPLOI

Regulations Amending the Employment Insurance Regulations (Miscellaneous Program)

Règlement correctif visant le Règlement sur l'assurance-emploi

P.C. 2013-1110 October 24, 2013

C.P. 2013-1110 Le 24 octobre 2013

RESOLUTION

RÉSOLUTION

The Canada Employment Insurance Commission, pursuant to section 54^a of the *Employment Insurance Act*^b, makes the annexed *Regulations Amending the Employment Insurance Regulations (Miscellaneous Program)*.

En vertu de l'article 54^a de la *Loi sur l'assurance-emploi*^b, la Commission de l'assurance-emploi du Canada prend le *Règlement correctif visant le Règlement sur l'assurance-emploi*, ci-après.

August 21, 2013

Le 21 août 2013

IAN SHUGART
Chairperson
Canada Employment Insurance Commission
MARY-LOU DONNELLY
Commissioner (Workers)
Canada Employment Insurance Commission
JUDITH ANDREW
Commissioner (Employers)
Canada Employment Insurance Commission

Le président
de la Commission de l'assurance-emploi du Canada
IAN SHUGART
La commissaire (ouvriers et ouvrières)
de la Commission de l'assurance-emploi du Canada
MARY-LOU DONNELLY
La commissaire (employeurs)
de la Commission de l'assurance-emploi du Canada
JUDITH ANDREW

His Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of Human Resources and Skills Development, pursuant to section 54^a of the *Employment Insurance Act*^b, approves the annexed *Regulations Amending the Employment Insurance Regulations (Miscellaneous Program)*, made by the Canada Employment Insurance Commission.

Sur recommandation du ministre des Ressources humaines et du Développement des compétences et en vertu de l'article 54^a de la *Loi sur l'assurance-emploi*^b, Son Excellence le Gouverneur général en conseil agréé le *Règlement correctif visant le Règlement sur l'assurance-emploi*, ci-après, pris par la Commission de l'assurance-emploi du Canada.

REGULATIONS AMENDING THE EMPLOYMENT INSURANCE REGULATIONS (MISCELLANEOUS PROGRAM)

RÈGLEMENT CORRECTIF VISANT LE RÈGLEMENT SUR L'ASSURANCE-EMPLOI

AMENDMENT

MODIFICATION

1. The formula in paragraph 24.1(b) of the *Employment Insurance Regulations*¹ is replaced by the following:

1. La formule figurant à l'alinéa 24.1b) du *Règlement sur l'assurance-emploi*¹ est remplacée par ce qui suit :

A x 0.18

A x 0,18

COMING INTO FORCE

ENTRÉE EN VIGUEUR

2. These Regulations come into force on the Sunday after the day on which they are registered.

2. Le présent règlement entre en vigueur le dimanche suivant la date de son enregistrement.

^a S.C. 2012, c. 27, s. 19

^b S.C. 1996, c. 23

¹ SOR/96-332

^a L.C. 2012, ch. 27, art. 19

^b L.C. 1996, ch. 23

¹ DORS/96-332

**REGULATORY IMPACT
ANALYSIS STATEMENT***(This statement is not part of the Regulations.)***Background**

In April 2013, Variable Best Weeks (VBW), a new legislative approach for the Employment Insurance (EI) benefit rate calculation, came into force. As a result, consequential amendments were made to section 24.1 of the *Employment Insurance Regulations* (EI Regulations) related to the treatment of insured separation payments.

Separation payments are generally comprised of monies paid or payable to an employee when a temporary or permanent job separation occurs. It can come in a variety of forms, including vacation pay and pay in lieu of notice. Separation payments are deemed as insurable earnings from which EI premiums can be collected, therefore allowing it to be used to increase the claimants' insurable earnings to calculate their EI benefit rate. In order to prevent very large separation payments from disproportionately increasing claimants' benefit rates, separation payments used in the calculation of benefits are capped to a maximum of 18% of insurable earnings in the calculation period.

Issue

Due to a typographical error, the amendments to section 24.1 of the EI Regulations related to insured separation payments did not reflect the policy intent as set out in the Regulatory Impact Analysis Statement (SOR/2013-45). In fact, the policy intent was to maintain the cap on the separation payments used in the calculation of benefits to a maximum of 18% of insurable earnings.

More specifically, the amendments to the EI Regulations indicated that the amount of insured separation payments to be included in the calculation of the benefit rate is the lesser of the actual amount of the insured separation payments or 0.18% (rather than 18%) of the insurable earnings in the calculation period from the employment that gave rise to the insured separation payments.

Objective

Correct the typographical error in section 24.1 of the EI Regulations to reflect the policy intent, which is to cap separation payments in the calculation of benefits to a maximum of 18% of insurable earnings in the calculation period.

Description

The EI Regulations have been amended to remove the “%” character from the formula in paragraph 24.1(b) so that it now reads

(b) the amount calculated in accordance with the following formula:

$$A \times 0.18$$

“One-for-One” Rule

The “One-for-One” Rule does not apply, as this amendment does not impose any incremental administrative burden on business.

**RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT
DE LA RÉGLEMENTATION***(Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.)***Contexte**

En avril 2013, une nouvelle approche législative pour le calcul des taux de prestations de l'assurance-emploi (AE), l'approche des meilleures semaines variables, est entrée en vigueur. Par conséquent, des modifications corrélatives ont été apportées à l'article 24.1 du *Règlement sur l'assurance-emploi* (Règlement sur l'AE) relativement au traitement des indemnités de départ assurables.

De façon générale, les indemnités de départ comportent des sommes payées ou payables à un employé en cas d'une cessation d'emploi temporaire ou permanente. Ces sommes peuvent se présenter sous différentes formes, notamment en payes de vacances et en indemnités de préavis. Les indemnités de départ sont considérées comme des gains assurables pour lesquels des cotisations d'AE peuvent être perçues, permettant ainsi de les utiliser pour accroître les gains assurables d'un prestataire lors du calcul du taux de prestations d'AE. Dans le but d'éviter qu'une forte somme versée en indemnités de départ n'accroisse les taux de prestations d'un prestataire de façon disproportionnée, les indemnités de départ utilisées dans le calcul des prestations sont limitées à un maximum de 18 % des gains assurables lors de la période de calcul.

Enjeux

En raison d'une erreur typographique, les modifications à l'article 24.1 du Règlement sur l'AE relativement aux indemnités de départ assurables ne reflétaient pas l'intention de la politique décrite dans le Résumé de l'étude d'impact de la réglementation (DORS/2013-45). En fait, l'intention de la politique était de maintenir le plafond sur les indemnités de départ utilisées dans le calcul des prestations à un maximum de 18 % des gains assurables.

Plus précisément, les modifications au Règlement sur l'AE indiquaient que le montant des indemnités de départ assurables à inclure dans le calcul du taux de prestations est le moins élevé entre le montant reçu en indemnités de départ assurables ou 0,18 % (plutôt que 18 %) des gains assurables au cours de la période de calcul de l'emploi ayant donné lieu aux indemnités de départ assurables.

Objectif

Corriger l'erreur typographique commise à l'article 24.1 du Règlement sur l'AE afin qu'il reflète l'intention de la politique, qui est de plafonner les indemnités de départ dans le calcul des prestations à un maximum de 18 % des gains assurables au cours de la période de calcul.

Description

Le Règlement sur l'AE a été modifié afin de supprimer le symbole « % » de la formule de l'alinéa 24.1(b) afin qu'on y lise dorénavant :

b) soit, si elle est inférieure, à la somme calculée selon la formule suivante :

$$A \times 0,18$$

Règle du « un pour un »

La règle du « un pour un » ne s'applique pas, puisque cette modification n'impose aucun fardeau administratif supplémentaire aux entreprises.

Small business lens

The small business lens does not apply, as this amendment does not impose any additional administrative or compliance costs on small businesses.

Rationale

The introduction of the VBW neither intended nor required a change to the percentage used in the calculation of allowable insurable earnings used in determining the benefit rate of a claimant. Therefore, this amendment corrects a typographical error in the EI Regulations and ensures the treatment of insured separation payments is consistent with the longstanding policy intent.

Contact

Brian Hickey
Director
Employment Insurance Policy
Skills and Employment Branch
Human Resources and Skills Development Canada styled
Department of Employment and Social Development
140 Promenade du Portage, Phase IV, 5th Floor
Gatineau, Quebec
K1A 0J9
Telephone: 819-934-4576
Fax: 819-934-6631
Email: brian.hickey@hrsdc-rhdcc.gc.ca

Lentille des petites entreprises

La lentille des petites entreprises ne s'applique pas, puisque cette modification n'impose aucun coût administratif ou lié à la conformité pour les petites entreprises.

Justification

L'introduction de l'approche des meilleures semaines variables ne visait pas et ne nécessitait pas de modification au pourcentage utilisé dans le calcul des gains assurables permis utilisés pour déterminer le taux de prestations auquel a droit un prestataire. Cette modification corrige donc une erreur typographique dans le Règlement sur l'AE et assure que le traitement des indemnités de départ assurables correspond à l'intention de longue date de la politique.

Personne-ressource

Brian Hickey
Directeur
Politique de l'assurance-emploi
Direction générale des compétences et de l'emploi
Ressources humaines et Développement des compétences Canada
portant le titre Ministère de l'Emploi et du Développement
social
140, promenade du Portage, phase IV, 5^e étage
Gatineau (Québec)
K1A 0J9
Téléphone : 819-934-4576
Télécopieur : 819-934-6631
Courriel : brian.hickey@hrsdc-rhdcc.gc.ca

Registration
SOR/2013-190 October 25, 2013

Enregistrement
DORS/2013-190 Le 25 octobre 2013

EMPLOYMENT INSURANCE ACT

LOI SUR L'ASSURANCE-EMPLOI

Regulations Amending the Employment Insurance (Fishing) Regulations (Miscellaneous Program)

Règlement correctif visant le Règlement sur l'assurance-emploi (pêche)

P.C. 2013-1111 October 24, 2013

C.P. 2013-1111 Le 24 octobre 2013

RESOLUTION

RÉSOLUTION

The Canada Employment Insurance Commission, pursuant to section 153 of the *Employment Insurance Act*^a, makes the annexed *Regulations Amending the Employment Insurance (Fishing) Regulations (Miscellaneous Program)*.

En vertu de l'article 153 de la *Loi sur l'assurance-emploi*^a, la Commission de l'assurance-emploi du Canada prend le *Règlement correctif visant le Règlement sur l'assurance-emploi (pêche)*, ci-après.

October 23, 2013

Le 23 octobre 2013

IAN SHUGART
Chairperson
Canada Employment Insurance Commission
MARY-LOU DONNELLY
Commissioner (Workers)
Canada Employment Insurance Commission
JUDITH ANDREW
Commissioner (Employers)
Canada Employment Insurance Commission

Le président
de la Commission de l'assurance-emploi du Canada
IAN SHUGART
La commissaire (ouvriers et ouvrières)
de la Commission de l'assurance-emploi du Canada
MARY-LOU DONNELLY
La commissaire (employeurs)
de la Commission de l'assurance-emploi du Canada
JUDITH ANDREW

His Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of Human Resources and Skills Development, pursuant to section 153 of the *Employment Insurance Act*^a, approves the annexed *Regulations Amending the Employment Insurance (Fishing) Regulations (Miscellaneous Program)*, made by the Canada Employment Insurance Commission.

Sur recommandation du ministre des Ressources humaines et du Développement des compétences et en vertu de l'article 153 de la *Loi sur l'assurance-emploi*^a, Son Excellence le Gouverneur général en conseil agréé le *Règlement correctif visant le Règlement sur l'assurance-emploi (pêche)*, ci-après, pris par la Commission de l'assurance-emploi du Canada.

REGULATIONS AMENDING THE EMPLOYMENT INSURANCE (FISHING) REGULATIONS (MISCELLANEOUS PROGRAM)

RÈGLEMENT CORRECTIF VISANT LE RÈGLEMENT SUR L'ASSURANCE-EMPLOI (PÊCHE)

AMENDMENT

MODIFICATION

1. The formula in paragraph 4.2(b) of the *Employment Insurance (Fishing) Regulations*¹ is replaced by the following:

1. La formule figurant à l'alinéa 4.2b) du *Règlement sur l'assurance-emploi (pêche)*¹ est remplacée par ce qui suit :

A x 0.18

A x 0.18

COMING INTO FORCE

ENTRÉE EN VIGUEUR

2. These Regulations come into force on the Sunday after the 10th sitting day after the day on which they are tabled in the House of Commons.

2. Le présent règlement entre en vigueur le dimanche suivant le dixième jour de séance qui suit son dépôt devant la Chambre des communes.

^a S.C. 1996, c. 23
¹ SOR/96-445

^a L.C. 1996, ch. 23
¹ DORS/96-445

**REGULATORY IMPACT
ANALYSIS STATEMENT**

(This statement is not part of the Regulations.)

Background

In April 2013, Variable Best Weeks (VBW), a new legislative approach for the Employment Insurance (EI) benefit rate calculation, came into force. The VBW approach was designed specifically for claimants who qualify for EI regular and special benefits under Part I of the *Employment Insurance Act* (EI Act) and not for fishers.

In order to ensure there would be no change in the calculation of a fisher's benefit rate, amendments to the *Employment Insurance (Fishing) Regulations* (EI Fishing Regulations) were required to incorporate the provisions removed from the EI Act and *Employment Insurance Regulations* as a result of the new VBW benefit rate calculation. Namely, consequential amendments related to the treatment of insured separation payments for earnings from employment other than fishing were made to the EI Fishing Regulations.

Separation payments are generally comprised of monies paid or payable to an employee when a temporary or permanent job separation occurs. It can come in a variety of forms, including vacation pay and pay in lieu of notice. Separation payments are deemed as insurable earnings from which EI premiums can be collected, therefore allowing it to be used to increase the claimants' insurable earnings to calculate their EI benefit rate. In order to prevent very large separation payments from disproportionately increasing claimants' benefit rates, separation payments used in the calculation of benefits are capped to a maximum of 18% of insurable earnings in the rate calculation period.

Issue

Due to a typographical error, the new section 4.2 of the EI Fishing Regulations related to insured separation payments did not reflect the policy intent as set out in the Regulatory Impact Analysis Statement (SOR/2013-32).

More specifically, the new section 4.2 indicated that the amount of insured separation payments to be included in the calculation of the benefit rate is the lesser of the actual amount of the insured separation payments or 0.18% (rather than 18%) of the insurable earnings in the rate calculation period from the employment that gave rise to the insured separation payments.

Objective

Correct the typographical error in section 4.2 of the EI Fishing Regulations to reflect the policy intent, which is to cap separation payments in the calculation of benefits to a maximum of 18% of insurable earnings in the rate calculation period.

**RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT
DE LA RÉGLEMENTATION**

(Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.)

Contexte

En avril 2013, une nouvelle approche législative pour le calcul des taux de prestations de l'assurance-emploi (AE), l'approche des meilleures semaines variables, est entrée en vigueur. L'approche des meilleures semaines variables a été spécialement conçue pour les prestataires qui se qualifient à des prestations régulières et des prestations spéciales d'AE en vertu de la partie I de la *Loi sur l'assurance-emploi* (Loi sur l'AE), et exclut les pêcheurs.

Afin de garantir qu'il n'y aurait aucune modification au calcul des taux de prestations pour les pêcheurs, des modifications au *Règlement sur l'assurance-emploi (pêche)* [Règlement sur l'AE (pêche)] ont été nécessaires pour incorporer les dispositions supprimées de la Loi sur l'AE et du *Règlement sur l'assurance-emploi* à la suite du nouveau calcul des taux de prestations relatif à l'approche des meilleures semaines variables. Plus précisément, des modifications corrélatives ont été apportées au Règlement sur l'AE (pêche) au sujet du traitement des indemnités de départ assurables pour les gains obtenus d'un emploi autre que la pêche.

De façon générale, les indemnités de départ comportent des sommes payées ou payables à un employé en cas d'une cessation d'emploi temporaire ou permanente. Ces sommes peuvent se présenter sous différentes formes, notamment en payes de vacances et en indemnités de préavis. Les indemnités de départ sont considérées comme des gains assurables pour lesquels des cotisations d'AE peuvent être perçues, permettant ainsi de les utiliser pour accroître les gains assurables d'un prestataire lors du calcul du taux de prestations d'AE. Dans le but d'éviter qu'une forte somme versée en indemnités de départ n'accroisse les taux de prestations d'un prestataire de façon disproportionnée, les indemnités de départ utilisées dans le calcul des prestations sont limitées à un maximum de 18 % des gains assurables lors de la période de base.

Enjeux

En raison d'une erreur typographique, le nouvel article 4.2 du Règlement sur l'AE (pêche) relativement aux indemnités de départ assurables ne reflétait pas l'intention de la politique décrite dans le Résumé de l'étude d'impact de la réglementation (DORS/2013-32).

Plus précisément, le nouvel article 4.2 indiquait que le montant des indemnités de départ assurables à inclure dans le calcul du taux de prestations est le montant le moins élevé entre le montant reçu en indemnités de départ assurables ou 0,18 % (plutôt que 18 %) des gains assurables au cours de la période de base provenant de l'emploi ayant donné lieu aux indemnités de départ assurables.

Objectif

Corriger l'erreur typographique commise à l'article 4.2 du Règlement sur l'AE (pêche) afin qu'il reflète l'intention de la politique, qui est de plafonner les indemnités de départ dans le calcul des prestations à un maximum de 18 % des gains assurables au cours de la période de base.

Description

The EI Fishing Regulations have been amended to remove the “%” character from the formula in paragraph 4.2(b) so that it now reads

(b) the amount calculated in accordance with the following formula:

$$A \times 0.18$$

“One-for-One” Rule

The “One-for-One” Rule does not apply, as this amendment does not impose any incremental administrative burden on business.

Small business lens

The small business lens does not apply, as this amendment does not impose any additional administrative or compliance costs on small businesses.

Rationale

The introduction of the VBW neither intended nor required a change to the percentage used in the calculation of allowable earnings used in determining the benefit rate of a claimant. Therefore, this amendment corrects a typographical error in the EI Fishing Regulations and ensures the treatment of insured separation payments is consistent with the longstanding policy intent.

Contact

Brian Hickey
 Director
 Employment Insurance Policy
 Skills and Employment Branch
 Human Resources and Skills Development Canada styled
 Department of Employment and Social Development
 140 Promenade du Portage, Phase IV, 5th Floor
 Gatineau, Quebec
 K1A 0J9
 Telephone: 819-934-4576
 Fax: 819-934-6631
 Email: brian.hickey@hrsdc-rhdcc.gc.ca

Description

Le Règlement sur l’AE (pêche) a été modifié afin de supprimer le symbole « % » de la formule de l’alinéa 4.2b) afin qu’on y lise dorénavant :

b) soit, si elle est inférieure, à la somme calculée selon la formule suivante :

$$A \times 0,18$$

Règle du « un pour un »

La règle du « un pour un » ne s’applique pas, puisque cette modification n’impose aucun fardeau administratif supplémentaire aux entreprises.

Lentille des petites entreprises

La lentille des petites entreprises ne s’applique pas, puisque cette modification n’impose aucun coût administratif ou lié à la conformité pour les petites entreprises.

Justification

L’introduction de l’approche des meilleures semaines variables ne visait pas et ne nécessitait pas de modification au pourcentage utilisé dans le calcul des gains assurables permis utilisés pour déterminer le taux de prestations auquel a droit un prestataire. Cette modification corrige donc une erreur typographique dans le Règlement sur l’AE (pêche) et garantit que le traitement des indemnités de départ assurables correspond à l’intention de longue date de la politique.

Personne-ressource

Brian Hickey
 Directeur
 Politique de l’assurance-emploi
 Direction générale des compétences et de l’emploi
 Ressources humaines et Développement des compétences Canada
 portant le titre Ministère de l’Emploi et du Développement social
 140, promenade du Portage, phase IV, 5^e étage
 Gatineau (Québec)
 K1A 0J9
 Téléphone : 819-934-4576
 Télécopieur : 819-934-6631
 Courriel : brian.hickey@hrsdc-rhdcc.gc.ca

Registration
SOR/2013-191 October 25, 2013

Enregistrement
DORS/2013-191 Le 25 octobre 2013

FISHERIES ACT

LOI SUR LES PÊCHES

Applications for Authorization under Paragraph 35(2)(b) of the Fisheries Act Regulations

Règlement sur les demandes d'autorisation visées à l'alinéa 35(2)b) de la Loi sur les pêches

P.C. 2013-1129 October 24, 2013

C.P. 2013-1129 Le 24 octobre 2013

His Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of Fisheries and Oceans, pursuant to paragraphs 43(1)(i.2)^a and (i.4)^a of the *Fisheries Act*^b, makes the annexed *Applications for Authorization under Paragraph 35(2)(b) of the Fisheries Act Regulations*.

Sur recommandation de la ministre des Pêches et des Océans et en vertu des alinéas 43(1)i.2)^a et i.4)^a de la *Loi sur les pêches*^b, Son Excellence le Gouverneur général en conseil prend le *Règlement sur les demandes d'autorisation visées à l'alinéa 35(2)b) de la Loi sur les pêches*, ci-après.

APPLICATIONS FOR AUTHORIZATION UNDER PARAGRAPH 35(2)(B) OF THE FISHERIES ACT REGULATIONS

RÈGLEMENT SUR LES DEMANDES D'AUTORISATION VISÉES À L'ALINÉA 35(2)B) DE LA LOI SUR LES PÊCHES

INTERPRETATION

DÉFINITIONS

Definitions 1. The following definitions apply in these Regulations.
"Act" "Act" means the *Fisheries Act*.
« Loi »
"offsetting plan" "offsetting plan" means the plan that provides for the implementation of measures to offset the serious harm to fish referred to in section 12 of Schedule 1.
« plan compensatoire »

Définitions 1. Les définitions qui suivent s'appliquent au présent règlement :
« Loi » La *Loi sur les pêches*.
« plan compensatoire » Plan prévoyant la mise en place de mesures visant à contrebalancer les dommages sérieux au poisson visés à l'article 12 de l'annexe 1.

APPLICATION

APPLICATION

Authorization required 2. These Regulations apply to applications for authorization under paragraph 35(2)(b) of the Act that are made to the Minister of Fisheries and Oceans.

Autorisation requise 2. Le présent règlement s'applique à toute demande d'autorisation présentée au ministre des Pêches et des Océans au titre de l'alinéa 35(2)b) de la Loi.

AUTHORIZATION

AUTORISATION

APPLICATION FOR AUTHORIZATION

DEMANDE D'AUTORISATION

Required information and documentation 3. (1) Subject to section 4, an application for authorization under paragraph 35(2)(b) of the Act must be submitted to the Minister in writing and must include
(a) the information and documentation listed in Schedule 1; and
(b) an irrevocable letter of credit issued by a recognized Canadian financial institution to cover the costs of implementing the offsetting plan.

Renseignements et documents requis 3. (1) Sous réserve de l'article 4, toute demande d'autorisation présentée au titre de l'alinéa 35(2)b) de la Loi est transmise par écrit au ministre et comporte :
a) les renseignements et documents prévus à l'annexe 1;
b) une lettre de crédit irrévocable délivrée par une institution financière canadienne reconnue pour couvrir les coûts de mise en œuvre du plan compensatoire.

Exception (2) Paragraph (1)(b) does not apply if the applicant is Her Majesty in right of Canada, Her Majesty in right of a province or the government of a territory.

Exception (2) L'alinéa (1)b) ne s'applique pas si le demandeur est Sa Majesté du chef du Canada, Sa Majesté du chef d'une province ou le gouvernement d'un territoire.

^a S.C. 2012, c. 19, s. 149(2)
^b R.S., c. F-14

^a L.C. 2012, ch. 19, par. 149(2)
^b L.R., ch. F-14

APPLICATION FOR AUTHORIZATION —
EMERGENCY CIRCUMSTANCES

DEMANDE D’AUTORISATION LORS
DE SITUATIONS D’URGENCE

Required information — emergency circumstances

4. (1) Only the information listed in Schedule 2 must be submitted to the Minister in support of an application in respect of a work, undertaking or activity that needs to be carried on without delay in response to

- (a) a matter of national security;
- (b) a national emergency for which special temporary measures are taken under the *Emergencies Act*; or
- (c) an emergency that poses a risk to public health or safety or to the environment or property.

4. (1) Seuls les renseignements prévus à l’annexe 2 sont transmis au ministre à l’appui d’une demande d’autorisation pour exploiter un ouvrage ou une entreprise ou exercer une activité, sans délai, en réaction à :

Renseignements requis — situation d’urgence

- a) une question de sécurité nationale;
- b) une situation de crise nationale pour laquelle des mesures extraordinaires à titre temporaire sont prises aux termes de la *Loi sur les mesures d’urgence*;
- c) une urgence présentant des risques pour la santé ou la sécurité publiques, pour l’environnement ou pour les biens.

Non-application of sections 5 to 8

(2) Sections 5 to 8 do not apply to an application referred to in subsection (1).

(2) Les articles 5 à 8 ne s’appliquent pas à la demande visée au paragraphe (1).

Non-application des articles 5 à 8

PROCESSING OF APPLICATION

TRAITEMENT DE LA DEMANDE

Confirmation of receipt

5. Subject to section 4, the Minister must, on receipt of an application, send to the applicant a confirmation of receipt that indicates the date of receipt.

5. Sous réserve de l’article 4, le ministre, sur réception de la demande, transmet au demandeur un accusé de réception précisant la date à laquelle il l’a reçue.

Accusé de réception

60-day time limit

6. (1) Subject to sections 4 and 8, the Minister must, within a period of 60 days beginning on the date of receipt of the application, notify the applicant in writing as to whether the application is complete or incomplete. If the application is incomplete, the Minister must include in the notification a list of the information or documentation that is still to be provided.

6. (1) Sous réserve des articles 4 et 8, le ministre dispose de soixante jours à compter de la date de réception de la demande pour aviser par écrit le demandeur que sa demande est complète ou incomplète. Si la demande est incomplète, il indique dans l’avis les renseignements ou documents manquants.

Délai de soixante jours

Outstanding information or documentation

(2) The Minister must, on receipt of any information or documentation listed in the notification, send to the applicant a confirmation of receipt that indicates the date of receipt. Subsection (1) applies again to the application, except that the period begins on the date indicated in the confirmation of receipt.

(2) Lorsqu’il reçoit des renseignements ou documents indiqués dans l’avis, le ministre transmet au demandeur un accusé de réception précisant la date à laquelle il les a reçus. Le paragraphe (1) s’applique de nouveau à la demande et le délai se calcule à compter de la date précisée dans l’accusé de réception.

Renseignements ou documents manquants

Application complete

7. Subject to sections 4 and 8, the Minister must, within a period of 90 days beginning on the date of the notification that the application is complete, either issue an authorization or notify the applicant in writing of the refusal to do so.

7. Sous réserve des articles 4 et 8, le ministre dispose de quatre-vingt-dix jours à compter de la date de l’avis informant le demandeur que sa demande est complète pour lui délivrer l’autorisation demandée ou l’aviser par écrit de son refus.

Demande complète

Time limit ceases to apply

8. (1) The time limit referred to in subsection 6(1) or section 7 ceases to apply in the following circumstances:

8. (1) Le délai prévu au paragraphe 6(1) ou à l’article 7 cesse de s’appliquer dans les cas suivants :

Cessation des délais

- (a) the applicant proposes changes to the proposed work, undertaking or activity or to the off-setting plan that require the submission of additional or amended information or documentation before an authorization can be issued or a notification of refusal can be given;
- (b) the applicant requests in writing that the processing of the application be suspended;
- (c) circumstances require that information or documentation other than that referred to in subsection 3(1) be obtained or that information or documentation submitted by the applicant be

- a) le demandeur propose des modifications à l’ouvrage, à l’entreprise, à l’activité projeté ou au plan compensatoire qui l’obligent à fournir de nouveaux renseignements ou documents ou à modifier ceux déjà fournis avant que l’autorisation ne puisse être délivrée ou refusée;
- b) le demandeur demande par écrit la suspension du traitement de sa demande;
- c) des circonstances requièrent l’obtention de renseignements ou documents autres que ceux visés au paragraphe 3(1) ou encore, des modifications à ceux déjà fournis par le demandeur avant que l’autorisation ne puisse être délivrée ou refusée;

amended before an authorization can be issued or a notification of refusal can be given;
 (d) consultation is required before an authorization can be issued or a notification of refusal can be given; or
 (e) an Act of Parliament, a regulation made under an Act of Parliament or a land claims agreement provides that a decision be made or that conditions be met before an authorization can be issued or a notification of refusal can be given.

d) des consultations sont requises avant que l'autorisation ne puisse être délivrée ou refusée;
 e) une loi fédérale, un règlement pris en vertu d'une telle loi ou un accord de revendications territoriales subordonne la délivrance ou le refus de l'autorisation à la prise d'une décision ou à la réalisation de certaines conditions.

Notification (2) If a time limit ceases to apply under subsection (1), the Minister must notify the applicant in writing and, if the cessation is due to a circumstance set out in paragraph (1)(c), (d) or (e), inform the applicant of the circumstance and, if applicable, the information or documentation that must be submitted.

(2) Si le délai cesse de s'appliquer, le ministre en avise par écrit le demandeur et, s'agissant des alinéas (1)c), d) ou e), lui en indique la raison et, s'il y a lieu, lui mentionne les renseignements ou documents à fournir.

Avis

Resumption of processing of application (3) The processing of the application is to resume as soon as
 (a) the information or documentation referred to in paragraph (1)(a) or (c) has been obtained or amended;
 (b) if paragraph (1)(b) applies, the Minister receives a written request from the applicant that the processing of the application be resumed;
 (c) the consultation referred to in paragraph (1)(d) has been completed; or
 (d) if paragraph (1)(e) applies, the decision has been made or the conditions have been met.

(3) Le traitement de la demande est repris dès que :
 a) les renseignements ou documents visés aux alinéas (1)a) ou c) sont obtenus ou modifiés;
 b) dans le cas visé à l'alinéa (1)b), le ministre reçoit du demandeur une demande écrite en ce sens;
 c) les consultations requises à l'alinéa (1)d) ont été menées;
 d) dans le cas visé à l'alinéa (1)e), la décision a été prise ou les conditions sont remplies.

Reprise du traitement de la demande

Time limit (4) The Minister must notify the applicant in writing of the date on which the processing of their application is resumed. The time limit set out in subsection 6(1) or section 7, as the case may be, applies to the application, except that the 60-day or 90-day period begins on the date of resumption.

(4) Si le traitement de la demande est repris, le ministre avise par écrit le demandeur de la date de reprise et, selon le cas, le délai de traitement prévu au paragraphe 6(1) ou à l'article 7 s'applique et se calcule à compter de cette date.

Délais applicables

CONSEQUENTIAL AMENDMENTS TO THE FISHERY (GENERAL) REGULATIONS

MODIFICATIONS CORRÉLATIVES AU RÈGLEMENT DE PÊCHE (DISPOSITIONS GÉNÉRALES)

Repeal — section 58 **9. (1) Section 58 of the *Fishery (General) Regulations*¹ is repealed.**

9. (1) L'article 58 du *Règlement de pêche (dispositions générales)*¹ est abrogé.

Abrogation — art. 58

Repeal — Schedules VI and VII **(2) Schedules VI and VII to the Regulations are repealed.**

(2) Les annexes VI et VII du même règlement sont abrogées.

Abrogation — annexes VI et VII

COMING INTO FORCE

ENTRÉE EN VIGUEUR

S.C. 2012, c. 19 **10. These Regulations come into force on the day on which subsection 149(2) of the *Jobs, Growth and Long-term Prosperity Act*, chapter 19 of the Statutes of Canada, 2012, comes into force, but if they are registered after that day, they come into force on the day on which they are registered.**

10. Le présent règlement entre en vigueur à la date d'entrée en vigueur du paragraphe 149(2) de la *Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable*, chapitre 19 des Lois du Canada (2012), ou, si elle est postérieure, à la date de son enregistrement.

L.C. 2012, ch. 19

¹ SOR/93-53

¹ DORS/93-53

SCHEDULE 1
(Section 1 and paragraph 3(1)(a))

**INFORMATION AND DOCUMENTATION
TO BE PROVIDED**

CONTACT INFORMATION

1. The applicant's name, address, telephone number and, if applicable, the name, address and telephone number of their duly authorized representative.

**DESCRIPTION OF PROPOSED WORK,
UNDERTAKING OR ACTIVITY**

2. A description of the proposed work, undertaking or activity and, if applicable, of the project of which the proposed work, undertaking or activity is a part, including the purpose of the proposed work, undertaking or activity and, if applicable, of the project, the associated infrastructure, any permanent or temporary structure involved and the construction methodologies, building materials, explosives, machinery and other equipment that will be used.

3. If physical works are proposed, the project engineering specifications, scale drawings and dimensional drawings.

TIMELINE

4. A description of the anticipated phases, including the sequencing of the phases, of the proposed work, undertaking or activity and, if applicable, of the project of which the proposed work, undertaking or activity is a part and the schedule for carrying on the proposed work, undertaking or activity and, if applicable, the project.

LOCATION

5. A description of the location of the proposed work, undertaking or activity and, if applicable, of the location of the project of which the proposed work, undertaking or activity is a part, including

- (a) geographic coordinates;
- (b) a small-scale site plan identifying the overall location and boundaries;
- (c) a large-scale site plan indicating the size and spatial relationship of the planned facilities, infrastructure and other components and of any existing structures, landmarks, water sources or water bodies and other geographic features; and
- (d) the name of any watersheds, water sources and water bodies that are likely to be affected and the geographic coordinates of the water sources and water bodies.

6. The name of the community nearest to the location and the name of the county, district or region and the province in which the proposed work, undertaking or activity will be carried on.

**DESCRIPTION OF FISH AND FISH HABITAT
(AQUATIC ENVIRONMENT)**

7. A description of the fish and fish habitat found at the location of the proposed work, undertaking or activity and within the area likely to be affected by the proposed work, undertaking or activity, including

- (a) the type of water source or water body;

ANNEXE 1
(article 1, alinéa 3(1)a))

**RENSEIGNEMENTS ET DOCUMENTS
À FOURNIR**

COORDONNÉES

1. Nom, adresse et numéro de téléphone du demandeur et, le cas échéant, de son représentant dûment autorisé.

**OUVRAGE, ENTREPRISE OU
ACTIVITÉ PROJETÉ**

2. Description de l'ouvrage, de l'entreprise ou de l'activité projeté et, le cas échéant, du projet dans lequel il s'inscrit, y compris les objectifs poursuivis, les infrastructures connexes et toute structure permanente ou temporaire, ainsi que les méthodes de construction, les matériaux de construction, les explosifs, la machinerie et autres équipements qui seront utilisés.

3. Dans les cas d'ouvrages matériels, les devis techniques du projet, les dessins à l'échelle et les plans dimensionnels.

ÉCHÉANCIER

4. Description des différentes étapes et le calendrier de la réalisation de l'ouvrage, de l'entreprise ou de l'activité projeté et, le cas échéant, du projet dans lequel il s'inscrit.

EMPLACEMENT

5. Description de l'emplacement de l'ouvrage, de l'entreprise ou de l'activité projeté et, le cas échéant, l'emplacement du projet dans lequel il s'inscrit, y compris :

- a) les coordonnées géographiques;
- b) un plan de situation à petite échelle identifiant l'emplacement général et les bornages;
- c) un plan de situation à grande échelle indiquant les dimensions et l'emplacement des uns par rapport aux autres des différentes installations projetées, des infrastructures et autres éléments, des structures existantes, des points de repère, des sources d'eau ou des plans d'eau et autres particularités géographiques;
- d) le nom des bassins hydrographiques, sources d'eau et plans d'eau susceptibles d'être touchés et les coordonnées géographiques des sources d'eau et plans d'eau.

6. Nom de la collectivité la plus proche de l'emplacement ainsi que celui du comté, du district ou de la région et de la province où sera réalisé l'ouvrage, l'entreprise ou l'activité projeté.

LE POISSON ET SON HABITAT (ENVIRONNEMENT AQUATIQUE)

7. Renseignements détaillés sur le poisson et son habitat à l'emplacement de l'ouvrage, de l'entreprise ou de l'activité projeté et dans la zone susceptible d'être touchée par l'un ou l'autre, notamment :

- a) le type de source d'eau ou de plan d'eau en cause;

- (b) the characteristics of the water source or water body and how those characteristics directly or indirectly support fish in carrying out their life processes;
- (c) the fish species that are present and an estimate of the abundance of those species; and
- (d) a description of how the information provided under paragraphs (a) to (c) was derived, including the sources, methodologies and sampling techniques used.

DESCRIPTION OF EFFECTS ON FISH AND FISH HABITAT

8. (1) A description of the likely effects of the proposed work, undertaking or activity on fish that are part of a commercial, recreational or Aboriginal fishery, or on fish that support such a fishery, and the likely effect on the habitat of those fish. The description must include the following information:

- (a) the fish species that are likely to be affected and the life stages of the individuals of those species;
- (b) the extent and type of fish habitat that is likely to be affected;
- (c) the probability, magnitude, geographic extent and duration of the likely effects on fish and fish habitat; and
- (d) a description of how the information provided under paragraphs (a) to (c) was derived, including the methodologies used.

(2) A description of how the effects referred to in subsection (1) are likely to result in serious harm to fish that are part of a commercial, recreational or Aboriginal fishery, or to fish that support such a fishery, and a description of the serious harm to fish.

MEASURES AND STANDARDS TO AVOID OR MITIGATE SERIOUS HARM TO FISH

9. A description of the measures and standards that will be implemented to avoid or mitigate the serious harm to fish that is referred to in subsection 8(2), including an analysis of the expected effectiveness of those measures and standards.

10. A description of the monitoring measures that will be put in place to assess the effectiveness of the measures and standards referred to in section 9.

11. A description of the contingency measures that will be implemented if the measures and standards referred to in section 9 are not successful in avoiding or mitigating the serious harm to fish that is referred to in subsection 8(2).

RESIDUAL SERIOUS HARM TO FISH AFTER IMPLEMENTATION OF AVOIDANCE AND MITIGATION MEASURES AND STANDARDS

12. A quantitative description of the anticipated serious harm to fish that is likely to result from the work, undertaking or activity despite the implementation of the measures and standards referred to in section 9.

OFFSETTING PLAN

13. An offsetting plan in respect of the serious harm to fish referred to in section 12, including

- (a) a description of the measures that will be implemented to offset the serious harm to fish;

- b) les caractéristiques de la source d'eau ou du plan d'eau et comment elles contribuent, directement ou indirectement, à la survie des poissons;
- c) la population estimative des différentes espèces de poissons présentes;
- d) un exposé détaillé du mode d'obtention des données visées aux alinéas a) à c), y compris les sources, les méthodes et les techniques d'échantillonnage utilisées pour les obtenir.

EFFETS SUR LE POISSON ET SON HABITAT

8. (1) Exposé détaillé des effets susceptibles d'être causés par l'ouvrage, l'entreprise ou l'activité projeté au poisson visé par une pêche commerciale, récréative ou autochtone et à son habitat, ou au poisson dont dépend une telle pêche et à son habitat, avec mention des renseignements suivants :

- a) les différentes espèces de poissons susceptibles d'être touchées et les étapes de leur cycle de vie;
- b) l'étendue de l'habitat de poissons susceptible d'être touché et le type d'habitat;
- c) la probabilité, l'ampleur, l'étendue géographique et la durée des effets susceptibles d'être causés au poisson et à son habitat;
- d) un exposé détaillé du mode d'obtention des données visées aux alinéas a) à c), y compris les méthodes utilisées pour les obtenir.

(2) Exposé détaillé de la façon dont les effets mentionnés au paragraphe (1) sont susceptibles d'entraîner des dommages sérieux au poisson visé par une pêche commerciale, récréative ou autochtone ou au poisson dont dépend une telle pêche de même qu'une description de ces dommages.

MESURES ET NORMES VISANT À ÉVITER OU À RÉDUIRE LES DOMMAGES SÉRIEUX AU POISSON

9. Exposé détaillé des mesures et normes qui seront mises en œuvre afin d'éviter ou de réduire les dommages sérieux mentionnés au paragraphe 8(2), y compris l'évaluation de l'efficacité prévue de ces mesures et normes.

10. Exposé détaillé des mesures de surveillance qui seront mises en place pour évaluer l'efficacité des mesures et des normes prévues à l'article 9.

11. Exposé détaillé des mesures d'intervention d'urgence qui seront prises si les mesures et les normes prévues à l'article 9 ne permettent pas d'éviter ou de réduire les dommages sérieux mentionnés au paragraphe 8(2).

EFFETS SUR LE POISSON APRÈS LA MISE EN ŒUVRE DES MESURES ET DES NORMES VISANT À ÉVITER OU RÉDUIRE LES DOMMAGES SÉRIEUX AU POISSON

12. Exposé quantitatif des dommages sérieux susceptibles d'être causés au poisson par l'ouvrage, l'entreprise ou l'activité projeté malgré la mise en œuvre des mesures et des normes prévues à l'article 9.

PLAN COMPENSATOIRE

13. Plan compensatoire à l'égard des dommages sérieux causés au poisson mentionnés à l'article 12, y compris les éléments suivants :

- a) un exposé détaillé des mesures qui seront mises en œuvre pour contrebalancer ces dommages;

- (b) an analysis of how those measures will offset the serious harm to fish;
- (c) a description of the measures and standards that will be put in place during the implementation of the offsetting plan to avoid or mitigate any adverse effects on fish and fish habitat that could result from the implementation and an analysis of how those measures and standards will avoid or mitigate those adverse effects;
- (d) a description of the monitoring measures that will be put in place to assess the effectiveness of the offsetting measures referred to in paragraph (a);
- (e) the timeline for the implementation of the offsetting plan;
- (f) a description of the contingency measures and associated monitoring measures that will be put into place if the measures referred to in paragraph (a) are not successful in offsetting the serious harm to fish;
- (g) an estimate of the cost of implementing each element of the offsetting plan; and
- (h) if the implementation of the offsetting plan requires access to lands, water sources or water bodies that are not owned by the applicant, a description of the steps that are proposed to be taken to obtain the authorization required for the applicant, the Department of Fisheries and Oceans and anyone authorized to act on the Department's behalf to access the lands, water sources or water bodies in question. This information is not required if the applicant is Her Majesty in right of Canada, Her Majesty in right of a province or the government of a territory.

- b) une évaluation du mode opératoire de ces mesures;
- c) un exposé détaillé des mesures et des normes qui seront adoptées afin d'éviter ou réduire tout effet négatif pouvant résulter de la mise en œuvre du plan compensatoire sur le poisson ou son habitat et une évaluation du mode opératoire de ces mesures pour atteindre ces objectifs;
- d) un exposé détaillé des mesures de surveillance qui seront mises en place pour évaluer l'efficacité des mesures mentionnées à l'alinéa a);
- e) un calendrier de mise en œuvre du plan compensatoire;
- f) un exposé détaillé des mesures d'urgence et des mesures de surveillance s'y rattachant à appliquer si les mesures mentionnées à l'alinéa a) ne permettent pas de contrebalancer les dommages sérieux au poisson;
- g) une estimation des coûts de mise en œuvre de chacune des mesures du plan compensatoire;
- h) si la mise en œuvre du plan compensatoire touche des terres ou des sources d'eau ou plans d'eau qui n'appartiennent pas au demandeur, une description des démarches qu'il entend entreprendre pour obtenir les autorisations dont lui-même, le ministre des Pêches et des Océans ou toute personne autorisée à agir au nom de ce dernier, a besoin pour accéder aux terres et aux sources d'eau ou plans d'eau en cause. Cette exigence ne s'applique pas si le demandeur est Sa Majesté du chef du Canada, Sa Majesté du chef d'une province ou le gouvernement d'un territoire.

SCHEDULE 2
(*Subsection 4(1)*)

**EMERGENCY CIRCUMSTANCES —
INFORMATION TO BE PROVIDED**

CONTACT INFORMATION

1. The applicant's name, address, telephone number and, if applicable, the name, address and telephone number of their duly authorized representative.

**NATURE OF THE MATTER OF NATIONAL SECURITY, NATIONAL
EMERGENCY OR EMERGENCY**

2. A description of the nature of the matter of national security, national emergency or emergency and the reasons why the proposed work, undertaking or activity needs to be carried on without delay.

PROPOSED WORK, UNDERTAKING OR ACTIVITY

3. A description of the proposed work, undertaking or activity and how it relates to the matter of national security, national emergency or emergency.

TIMELINE

4. The timeline for carrying on the proposed work, undertaking or activity.

ANNEXE 2
(*paragraphe 4(1)*)

**RENSEIGNEMENTS À FOURNIR LORS
DE SITUATIONS D'URGENCE**

COORDONNÉES

1. Nom, adresse et numéro de téléphone du demandeur et, le cas échéant, de son représentant dûment autorisé.

**NATURE DE LA QUESTION DE SÉCURITÉ NATIONALE, DE LA
SITUATION DE CRISE NATIONALE OU DE LA SITUATION D'URGENCE**

2. Description de la nature de la question de sécurité nationale, de la situation de crise nationale ou de la situation d'urgence et des raisons pour lesquelles on doit, sans délai, exploiter l'ouvrage ou l'entreprise ou exercer l'activité.

OUVRAGE, ENTREPRISE OU ACTIVITÉ PROJETÉ

3. Description de l'ouvrage, entreprise ou activité projeté et de son lien avec la question de sécurité nationale, la situation de crise nationale ou la situation d'urgence.

ÉCHÉANCIER

4. Calendrier de réalisation de l'ouvrage, de l'entreprise ou de l'activité projeté.

LOCATION

5. A description of the location of the proposed work, undertaking or activity, including its geographic coordinates and the name of any water sources and water bodies that are likely to be affected.

SERIOUS HARM

6. A description of the serious harm to fish that are part of a commercial, recreational or Aboriginal fishery, or to fish that support such a fishery, that is likely to result from the proposed work, undertaking or activity.

**REGULATORY IMPACT
ANALYSIS STATEMENT**

(This statement is not part of the Regulations.)

Issue

The responsible resource development plan, an initiative under *Canada's Economic Action Plan*, was launched in 2012 and aims to unleash Canada's natural resource potential by streamlining reviews of major projects through more predictable and timely reviews, by reducing duplication, by strengthening environmental protection, and by enhancing consultations with Aboriginal peoples. A central feature of this plan is the elimination of duplication and delays in the current regulatory system to enable investments in the natural resources sector and capitalize on Canada's resource development potential.

In keeping with this goal, the *Applications for Authorization under Paragraph 35(2)(b) of the Fisheries Act Regulations* (the Regulations) achieve two things:

- set out the requirements regarding the information and documentation for all applications for authorizations under paragraph 35(2)(b)¹ of the Act that are made to the Minister of Fisheries and Oceans; and
- establish procedural requirements and time limits for the processing of applications for authorizations.

These measures will result in more predictable and timely reviews to enable resource development as envisioned in the responsible resource development plan by consolidating information requirements and clearly establishing time limits for the processing of applications.

Section 58 of the *Fishery (General) Regulations*, made under the *Fisheries Act*, along with Schedules VI and VII to those Regulations, will be repealed upon the coming into force of these

¹ Subsection 142(2) of the *Jobs, Growth and Long-term Prosperity Act* amended the *Fisheries Act* to introduce a new subsection 35(1) *Fisheries Act* prohibition. This prohibition will come into force on November 25, 2013. The amended subsection 35(1) of the *Fisheries Act* states that "No person shall carry on any work, undertaking or activity that results in serious harm to fish that are part of a commercial, recreational or Aboriginal fishery, or to fish that support such a fishery." "Serious harm to fish" is defined as "the death of fish or any permanent alteration to, or destruction of, fish habitat." Authorizations issued under paragraph 35(2)(b) of the *Fisheries Act* to which these Regulations will apply will be issued in relation to this new subsection 35(1) *Fisheries Act* prohibition.

EMPLACEMENT

5. Description de l'emplacement de l'ouvrage, de l'entreprise ou de l'activité projeté y compris, ses coordonnées géographiques, le nom des sources d'eau et plans d'eau susceptibles d'être touchés.

DOMMAGES SÉRIEUX

6. Description des dommages sérieux au poisson visé par une pêche commerciale, récréative ou autochtone ou au poisson dont dépend une telle pêche susceptibles d'être causés par l'ouvrage, l'entreprise ou l'activité.

**RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT
DE LA RÉGLEMENTATION**

(Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.)

Enjeux

Le plan de développement responsable des ressources, une initiative dans le cadre du *Plan d'action économique du Canada*, a été lancé en 2012 et vise à exploiter le potentiel des ressources naturelles du Canada en simplifiant l'examen des grands projets au moyen d'examen plus prévisibles et rapides en réduisant les chevauchements, en renforçant la protection de l'environnement et en améliorant les consultations avec les peuples autochtones. L'une des principales caractéristiques de ce plan est l'élimination des chevauchements et des retards dans le régime réglementaire actuel afin de permettre les investissements dans le secteur des ressources naturelles et de maximiser la valeur que le Canada tire du développement de ses ressources.

Dans ce contexte, le *Règlement sur les demandes d'autorisation visées à l'alinéa 35(2)b) de la Loi sur les pêches* (le Règlement) sert à deux choses :

- établir les renseignements et les documents requis dans le cadre de toute demande d'autorisation présentée, au titre de l'alinéa 35(2)b)¹ de la Loi, au ministre des Pêches et des Océans;
- établir les exigences procédurales et les délais pour le traitement de ces demandes.

Ces mesures mèneront à des examens plus prévisibles et plus rapides afin de promouvoir le développement des ressources tel qu'il est envisagé dans le plan de développement responsable des ressources en regroupant les exigences en matière de renseignements et en établissant clairement des délais pour le traitement des demandes d'autorisation.

L'article 58 du *Règlement de pêche (dispositions générales)*, pris en vertu de la *Loi sur les pêches*, de même que les annexes VI et VII de ce règlement, seront abrogés à l'entrée en vigueur du

¹ Le paragraphe 142(2) de la *Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable* a modifié la *Loi sur les pêches* en apportant une nouvelle interdiction sous le paragraphe 35(1) de la *Loi sur les pêches*. Cette interdiction entrera en vigueur le 25 novembre 2013. Le nouveau paragraphe 35(1) de la *Loi sur les pêches* indique : « Il est interdit d'exploiter un ouvrage ou une entreprise ou d'exercer une activité entraînant des dommages sérieux à tout poisson visé par une pêche commerciale, récréative ou autochtone, ou à tout poisson dont dépend une telle pêche. » « Dommages sérieux » est défini comme étant « la mort de tout poisson ou la modification permanente ou la destruction de son habitat ». Les autorisations délivrées en vertu de l'alinéa 35(2)b) de la *Loi sur les pêches*, auxquelles s'applique le présent Règlement, seront accordées par rapport à cette nouvelle interdiction au nouveau paragraphe 35(1) de la *Loi sur les pêches*.

Regulations.² This section and schedules previously established the forms by which an application for an authorization had to be made and according to which an authorization under subsection 35(2) of the *Fisheries Act* was issued. The *Applications for Authorization under Paragraph 35(2)(b) of the Fisheries Act Regulations* will provide the process to follow when submitting an application for authorization under paragraph 35(2)(b) of the *Fisheries Act*.

Description

When an application for an authorization under paragraph 35(2)(b) of the *Fisheries Act* is made to the Minister of Fisheries and Oceans, the following general process set out in the Regulations applies to non-emergency circumstances:

1. The Minister must send a confirmation of receipt to the applicant indicating the date of receipt of the application.
2. Subject to certain circumstances set out in the Regulations, within 60 days beginning on the date of receipt of the application, the Minister notifies the applicant if the application is complete or incomplete. When the application is incomplete, the notification will indicate the information or documentation that is still to be provided.
3. Steps 1 and 2 are repeated with each subsequent submission of outstanding information until such time as the application is complete.
4. Once the application is complete, and subject to certain circumstances set out in the Regulations, the Minister must, within 90 days beginning on the date of the notification that the application is complete, either issue the authorization or notify the applicant of the refusal to do so.
5. The 60- and 90-day time limits, as the case may be, will cease to apply in those circumstances set out in the Regulations, including
 - (a) where the applicant proposes changes to the work, undertaking or activity or to the offsetting plan that require the submission of additional or amended information or documentation before an authorization can be issued or a notification of refusal can be given;
 - (b) where the applicant requests in writing that the processing of the application be suspended;
 - (c) where circumstances require that information or documentation other than that referred to in subsection 3(1) of the Regulations be obtained or that the information or documentation submitted by the applicant be amended;³
 - (d) where consultation is required before an authorization can be issued or a notification of refusal can be given; or
 - (e) where an Act of Parliament, a regulation made under an Act of Parliament or a land claims agreement provides that a

*Règlement sur les demandes d'autorisation visées à l'alinéa 35(2)b de la Loi sur les pêches*². Cet article et ces annexes prévoyaient les formulaires à utiliser pour présenter une demande d'autorisation, et sous lequel une autorisation visée au paragraphe 35(2) de la *Loi sur les pêches* était délivrée. Le *Règlement sur les demandes d'autorisation visée à l'alinéa 35(2)b de la Loi sur les pêches* prévoit dorénavant le processus à suivre pour présenter une demande d'autorisation en vertu de l'alinéa 35(2)b de la *Loi sur les pêches*.

Description

Lorsqu'une demande d'autorisation est présentée au ministre des Pêches et des Océans, au titre de l'alinéa 35(2)b de la *Loi sur les pêches*, le processus général prévu dans le Règlement s'applique aux situations non-urgentes :

1. Le ministre doit accuser réception de la demande auprès du demandeur en lui indiquant la date à laquelle la demande a été reçue.
2. Sous réserve de certaines circonstances prévues dans le Règlement, le ministre avise, dans les 60 jours à compter de la date de réception de la demande, le demandeur que sa demande est complète ou incomplète. Lorsque la demande est incomplète, le ministre indique dans l'avis les renseignements ou les documents manquants.
3. Les étapes 1 et 2 sont répétées chaque fois que des renseignements ou documents manquants sont transmis, et ce, jusqu'à ce que la demande soit complète.
4. Lorsque la demande est complète, et sous réserve de certaines circonstances énoncées dans le Règlement, le ministre délivre, dans les 90 jours à compter de la date de l'avis informant le demandeur que sa demande est complète, l'autorisation demandée ou avise le demandeur que l'autorisation lui est refusée.
5. Les délais de 60 ou de 90 jours, selon le cas, cessent de s'appliquer dans certaines circonstances prévues dans le Règlement, y compris les cas où :
 - a) le demandeur propose des modifications à l'ouvrage, à l'entreprise ou à l'activité, ou au plan compensatoire qui l'obligent à fournir de nouveaux renseignements ou documents ou à modifier ceux déjà fournis avant que l'autorisation ne puisse être délivrée ou refusée;
 - b) le demandeur demande par écrit la suspension du traitement de sa demande;
 - c) des circonstances requièrent l'obtention de renseignements ou de documents autres que ceux visés au paragraphe 3(1) du Règlement ou encore, des modifications à ceux déjà fournis par le demandeur³;
 - d) des consultations sont requises avant que l'autorisation ne puisse être délivrée ou refusée;
 - e) une loi fédérale, un règlement pris en vertu d'une telle loi, ou un accord de revendications territoriales subordonne la

² These Regulations will come into force on the day on which subsection 149(2) of the *Jobs, Growth and Long-Term Prosperity Act* comes into force. This provision will come into force on November 25, 2013.

³ For example, where information resulting from a provincial regulatory approval process has been received by the Department of Fisheries and Oceans that requires other information or documents to be obtained, or amendments to information or documents already submitted as part of the application for authorization under paragraph 35(2)(b) of the Act.

² Le Règlement entrera en vigueur le jour où le paragraphe 149(2) de la *Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable* entrera en vigueur. Cette disposition entrera en vigueur le 25 novembre 2013.

³ Par exemple, lorsque des renseignements provenant d'un processus d'approbation réglementaire d'ordre provincial ont été obtenus par le ministre des Pêches et des Océans qui rendent nécessaire l'obtention de renseignements ou documents supplémentaires ou encore, des modifications à ceux déjà fournis dans le cadre du traitement de la demande d'autorisation visée à l'alinéa 35(2)b de la *Loi*.

decision be made or that conditions be met before an authorization can be issued or a notification of refusal can be given.⁴

When a time limit ceases to apply, the Minister will notify the applicant accordingly.

6. When the applicable conditions for the resumption of an application have been met, the Minister will notify the applicant of the date on which the processing of the application is resumed.

The information and documentation required to be submitted in an application for an authorization under paragraph 35(2)(b) of the Act, other than an application submitted in respect of a proposed work, undertaking or activity that is to be carried on in response to emergency circumstances, are identified in section 3 and in Schedule 1 of the Regulations and include the following:

- an irrevocable letter of credit to cover the costs of implementing the offsetting plan;
- contact information of the applicant and, if applicable, their authorized representative;
- a description of the proposed work, undertaking or activity and, if applicable, of the project of which the proposed work, undertaking or activity is a part;
- a description of the anticipated phases of the proposed work, undertaking or activity and, if applicable, of the project of which it may be a part;
- a description of the location of the proposed work, undertaking or activity and, if applicable, of the project of which it may be a part;
- a description of the fish and fish habitat found at the location of the proposed work, undertaking or activity and within the area likely to be affected by the proposed work, undertaking or activity;
- a description of the likely effects of the proposed work, undertaking or activity on fish that are part of a commercial, recreational or Aboriginal fishery or on fish that support such a fishery, and the likely effect on the habitat of those fish, including a description of the serious harm to fish;
- a description of the measures and standards that will be implemented to avoid or mitigate serious harm to fish;
- a description of the monitoring measures that will be put in place;
- a description of the contingency measures that will be implemented;
- a quantitative description of the anticipated serious harm to fish that is likely to result from the work, undertaking or activity despite the implementation of the measures and standards to avoid or mitigate serious harm to fish; and
- an offsetting plan in respect of the serious harm to fish that is likely to result from the work, undertaking or activity despite the implementation of the measures and standards to avoid or mitigate serious harm to fish.

Where an application is submitted in respect of a proposed work, undertaking or activity that needs to be carried on without delay in response to the emergency circumstances set out in the Regulations (i.e. matter of national security; national emergency for which

délivrance ou le refus de l'autorisation à la prise d'une décision ou à la réalisation de certaines conditions⁴.

Lorsqu'un délai cesse de s'appliquer, le ministre avise le demandeur en conséquence.

6. Lorsque les conditions pour la reprise du traitement de la demande sont réalisées, le ministre remet au demandeur un avis indiquant la date à laquelle le traitement de la demande est repris.

Les renseignements et documents devant être transmis dans le cadre d'une demande d'autorisation visée à l'alinéa 35(2)(b) de la Loi, autre qu'une demande d'autorisation pour exploiter un ouvrage ou une entreprise ou pour exercer une activité sans délai en réaction à une situation d'urgence, sont indiqués à l'article 3 et à l'annexe 1 du Règlement, et comprennent les renseignements et documents suivants :

- une lettre de crédit irrévocable pour couvrir les coûts de mise en œuvre du plan compensatoire;
- les coordonnées du demandeur, et le cas échéant, de son représentant;
- une description de l'ouvrage, de l'entreprise ou de l'activité projeté et, le cas échéant, du projet dans lequel il s'inscrit;
- une description des étapes prévues pour la réalisation de l'ouvrage, de l'entreprise ou de l'activité projeté et, le cas échéant, du projet dans lequel il s'inscrit;
- une description de l'emplacement de l'ouvrage, de l'entreprise ou de l'activité projeté et, le cas échéant, du projet dans lequel il s'inscrit;
- des renseignements détaillés sur le poisson et son habitat à l'emplacement de l'ouvrage, de l'entreprise ou de l'activité projeté et sur la zone susceptible d'être touchée par l'ouvrage, l'entreprise ou l'activité;
- un exposé détaillé des effets susceptibles d'être causés par l'ouvrage, l'entreprise ou l'activité projeté au poisson visé par une pêche commerciale, récréative ou autochtone et à son habitat, ou au poisson dont dépend une telle pêche et à son habitat, incluant un exposé détaillé des dommages sérieux au poisson;
- un exposé détaillé des mesures et des normes qui seront mises en œuvre afin d'éviter ou de réduire les dommages sérieux au poisson;
- un exposé détaillé des mesures de surveillance qui seront mises en place;
- un exposé détaillé des mesures d'intervention d'urgence qui seront prises;
- un exposé quantitatif des dommages sérieux susceptibles d'être causés au poisson par l'ouvrage, l'entreprise ou l'activité projeté malgré la mise en œuvre des mesures et des normes visant à éviter et à réduire les dommages sérieux au poisson;
- un plan compensatoire à l'égard des dommages sérieux qui sont toujours causés par l'ouvrage, l'entreprise ou l'activité malgré la mise en œuvre des mesures et des normes visant à éviter et à réduire les dommages sérieux au poisson.

Lorsqu'une demande est présentée à l'égard d'un ouvrage ou d'une entreprise que l'on propose exploiter ou d'une activité que l'on propose exercer en réponse aux situations d'urgence énoncées dans le Règlement (c'est-à-dire question de sécurité nationale,

⁴ For example, decisions or conditions under the *Canadian Environmental Assessment Act, 2012*, *Nunavut Land Claims Agreement*, *Yukon Environmental and Socio-Economic Assessment Act*, and *Species at Risk Act*.

⁴ Par exemple, des décisions prises en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012)*, de l'*Accord sur les revendications territoriales du Nunavut*, de la *Loi sur l'évaluation environnementale et socioéconomique au Yukon* et de la *Loi sur les espèces en péril* ou des conditions prévues à ces lois.

special temporary measures are taken under the *Emergencies Act*; and emergencies that pose a risk to public health or safety or to the environment or property), the information required to be submitted in support of such an application is identified in Schedule 2 of the Regulations and include the following:

- contact information of the applicant and, if applicable, their authorized representative;
- a description of the nature of the matter of national security, national emergency or emergency and the reasons why the proposed work, undertaking or activity needs to be carried on without delay;
- a description of the proposed work, undertaking or activity and how it relates to the matter of national security, national emergency or emergency;
- the timeline for carrying on the proposed work, undertaking or activity;
- a description of the location of the proposed work, undertaking or activity, including its geographic coordinates identification and the names of any water bodies and water sources that are likely to be affected; and
- a description of serious harm to fish that is likely to result from the proposed work, undertaking or activity.

The Minister of Fisheries and Oceans will be required to consider the factors set out under section 6 of the *Fisheries Act*⁵ when considering whether to issue a paragraph 35(2)(b) authorization. These factors provide direction to the Minister of Fisheries and Oceans in the course of decision making under the applicable provisions for the purpose of providing for the sustainability and ongoing productivity of commercial, recreational and Aboriginal fisheries.

The Minister of Fisheries and Oceans considered the factors set out under section 6 of the *Fisheries Act* before recommending to the Governor in Council that these Regulations be made. These Regulations were developed to support the sustainability and ongoing productivity of commercial, recreational and Aboriginal fisheries.

Rationale

Canada is the steward of a significant amount of the world's fresh and marine waters. However, Canadians also live and work in and around water, which means that there is a need to be mindful

situation de crise nationale pour laquelle des mesures extraordinaires à titre temporaire sont prises aux termes de la *Loi sur les mesures d'urgence* et urgence qui représente des risques pour la santé ou la sécurité publiques, pour l'environnement ou pour les biens), les renseignements qui doivent être transmis à l'appui d'une telle demande sont indiqués à l'annexe 2 du Règlement et comprennent les renseignements suivants :

- les coordonnées du demandeur, et le cas échéant, de son représentant;
- une description de la nature de la question de sécurité nationale, de la situation de crise nationale ou de la situation d'urgence et des raisons pour lesquelles on doit, sans délai, exploiter l'ouvrage ou l'entreprise ou exercer l'activité;
- une description de l'ouvrage, de l'entreprise ou de l'activité projeté et de son lien avec la question de sécurité nationale, la situation de crise nationale ou la situation d'urgence;
- un calendrier de réalisation de l'ouvrage, de l'entreprise ou de l'activité projeté;
- une description de l'emplacement de l'ouvrage, de l'entreprise ou de l'activité projeté, y compris ses coordonnées géographiques et le nom des sources d'eau et plans d'eau susceptibles d'être touchés;
- une description des dommages sérieux susceptibles d'être causés par l'ouvrage, l'entreprise ou l'activité projeté.

Le ministre des Pêches et des Océans sera tenu d'examiner les facteurs prévus à l'article 6 de la *Loi sur les pêches*⁵ lorsqu'il entend délivrer une autorisation visée à l'alinéa 35(2)(b) de la Loi. Ces facteurs orientent le ministre des Pêches et des Océans dans la prise de décision, et ce, afin d'assurer la durabilité et la productivité continue des pêches commerciale, récréative et autochtone.

Le ministre des Pêches et des Océans a également tenu compte des facteurs prévus à l'article 6 de la *Loi sur les pêches* avant de recommander au gouverneur en conseil de prendre le présent règlement. Celui-ci a été élaboré en vue d'appuyer la durabilité et la productivité continue des pêches commerciale, récréative et autochtone.

Justification

Le Canada est l'intendant d'une quantité importante de l'eau douce et de l'eau de mer du monde. Toutefois, les Canadiens vivent et travaillent aussi sur et autour de l'eau, ce qui veut dire qu'il y a

⁵ Section 135 of the *Jobs, Growth and Long-term Prosperity Act* amended the *Fisheries Act* to introduce a new section 6 to the *Fisheries Act*. Section 6 will come into force on November 25, 2013, as will the new subsection 35(1) of the *Fisheries Act*. Section 6 of the *Fisheries Act* provides the following:

6. Before recommending to the Governor in Council that a regulation be made in respect of section 35 or under paragraph 37(3)(c) or 43(1)(i.01) or subsection 43(5), and before exercising any power under subsection 20(2) or (3) or 21(1), paragraph 35(2)(b) or (c) or subsection 35(3), or under subsection 37(2) with regard to an offence under subsection 40(1) or with regard to harm to fish, the Minister shall consider the following factors:

- (a) the contribution of the relevant fish to the ongoing productivity of commercial, recreational or Aboriginal fisheries;
- (b) fisheries management objectives;
- (c) whether there are measures and standards to avoid, mitigate or offset serious harm to fish that are part of a commercial, recreational or Aboriginal fishery, or that support such a fishery; and
- (d) the public interest.

6.1 The purpose of section 6, and of the provisions set out in that section, is to provide for the sustainability and ongoing productivity of commercial, recreational and Aboriginal fisheries.

⁵ L'article 135 de la *Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable* a modifié la *Loi sur les pêches* en y ajoutant le nouvel article 6. L'article 6 entrera en vigueur le 25 novembre 2013, en même temps que le paragraphe 35(1) de la *Loi sur les pêches*, et prévoit ce qui suit :

6. Avant de recommander au gouverneur en conseil de prendre des règlements pour l'application de l'article 35 ou en vertu des alinéas 37(3)c) ou 43(1)i.01) ou du paragraphe 43(5), ou avant d'exercer un pouvoir visé aux paragraphes 20(2) ou (3) ou 21(1), aux alinéas 35(2)b) ou c) ou au paragraphe 35(3), ou au paragraphe 37(2) à l'égard d'une infraction au paragraphe 35(1) ou des dommages aux poissons, le ministre doit tenir compte des facteurs suivants :

- a) l'importance du poisson visé pour la productivité continue des pêches commerciale, récréative et autochtone;
- b) les objectifs en matière de gestion des pêches;
- c) l'existence de mesures et de normes visant à éviter, à réduire ou à contrebalancer les dommages sérieux à tout poisson visé par une pêche commerciale, récréative ou autochtone, ou à tout poisson dont dépend une telle pêche;
- d) l'intérêt public.

6.1 L'objet de l'article 6 et des dispositions qui y sont visées est d'assurer la durabilité et la productivité continue des pêches commerciale, récréative et autochtone.

of the impacts of activities on the aquatic environment. This is accomplished, in part, through the effective management and regulation of works, undertakings and activities.

While the Regulations are new regulations under the *Fisheries Act*, they do not pose any additional procedural or substantive requirements over and above those currently in place for persons seeking an authorization under the Act.

No feasible alternatives were identified that would provide the same degree of predictability for those seeking an authorization under the Act.

The socio-economic analysis conducted in support of these Regulations did not identify any incremental impacts on stakeholders nor any impacts on competitiveness in the regional, national or international markets.⁶

“One-for-One” Rule

The Regulations do not impose any additional administrative burden on applicants seeking an authorization under paragraph 35(2)(b) of the *Fisheries Act*; therefore, the “One-for-One” Rule does not apply. Information requirements identified in policy, guidance documents and the *Fishery (General) Regulations* that applied previously to applicants seeking an authorization under the Act were not different from the information requirements identified in the Regulations.

Small business lens

The small business lens does not apply to the Regulations as there are no costs to small business and small business would not be disproportionately affected by the Regulations.⁷

Consultation

Comments were received from 40 individuals and groups, including environmental consultants, natural resource and infrastructure companies and industry associations, conservation organizations, provinces and Aboriginal groups during the 30-day comment period following the prepublication of the proposed Regulations in the *Canada Gazette*, Part I, on April 13, 2013. The following summarizes the key comments received.

Concerns were raised by industry groups that the Regulations do not take into consideration various habitat banking schemes. The Department is exploring opportunities for habitat banking schemes and will work with stakeholders to identify an appropriate scheme.

Industry groups indicated that a letter of credit should not be required in all applications but only in cases where there is a risk of the applicant not implementing the offsetting plan. However, in order to secure payment of the cost associated with implementing the offsetting plan in lieu of the proponent, it was determined that the requirement for a letter of credit in all applications would

lieu d’être conscients de l’impact des activités sur l’environnement aquatique. Cela se réalise, en partie, au moyen d’une gestion et d’une réglementation efficaces des ouvrages, des entreprises et des activités.

Bien que le Règlement soit un nouveau règlement sous la *Loi sur les pêches*, il n’impose pas d’exigences procédurales ou substantielles additionnelles au-delà des exigences que doivent actuellement respecter ceux qui désirent une autorisation en vertu de la Loi.

Aucune autre option réaliste n’a été trouvée qui permettrait d’offrir le même niveau de prévisibilité pour ceux qui cherchent à obtenir une autorisation en vertu de la Loi.

L’analyse socio-économique effectuée à l’appui de ce règlement n’a pas identifié d’impact différentiel sur les intervenants, ni sur la compétitivité dans les marchés régionaux, national ou international⁶.

Règle du « un pour un »

Le projet de règlement n’impose pas de fardeau administratif supplémentaire aux demandeurs cherchant à obtenir une autorisation visée à l’alinéa 35(2)(b) de la *Loi sur les pêches*, alors la règle du « un pour un » ne s’applique pas. Les exigences actuelles en matière de renseignements qui se trouvent dans les documents de politique et d’orientation ainsi que dans le *Règlement de pêche (dispositions générales)*, et qui s’appliquent aux demandeurs cherchant actuellement à obtenir une autorisation en vertu de la Loi ne diffèrent pas des exigences en matière de renseignements indiquées dans le Règlement.

Lentille des petites entreprises

La lentille des petites entreprises ne s’applique pas au Règlement, car ce dernier n’impose aucuns frais aux petites entreprises et ces dernières ne seront pas affectées de manière disproportionnée par le Règlement⁷.

Consultation

Des commentaires ont été reçus de la part de 40 groupes et individus, notamment des conseillers en environnement, des entreprises travaillant dans les domaines des ressources naturelles et des infrastructures, des associations de l’industrie, des organismes de conservation, des provinces et des groupes autochtones, pendant la période de commentaires de 30 jours suivant la publication préalable de la proposition de règlement dans la Partie I de la *Gazette du Canada* le 13 avril 2013. Les paragraphes ci-dessous résument les principaux commentaires reçus.

Des groupes de l’industrie sont préoccupés par le fait que le Règlement ne tient pas compte des divers régimes de banque d’habitats. Le ministère examine actuellement les possibilités à cet égard et collaborera avec les intervenants afin de définir un régime approprié.

Des groupes de l’industrie ont indiqué qu’une lettre de crédit ne devrait pas être exigée pour toutes les demandes, mais seulement dans les cas où il existe un risque que le demandeur ne mette pas en œuvre le plan compensatoire. Cependant, en vue de garantir le paiement des coûts associés à la mise en œuvre du plan compensatoire par le demandeur, il a été déterminé que l’obligation de

⁶ Fisheries and Oceans Canada, Economic Analysis and Statistics Directorate (February 2013). *Socio-Economic Analysis: Proposed Application for Authorization under Paragraph 35(2)(b) of the Fisheries Act Regulations*.

⁷ Ibid.

⁶ Pêches et Océans Canada, Direction de l’analyse économique et statistiques (février 2013). *Analyse socio-économique : Proposition de Règlement sur les demandes d’autorisation visées à l’alinéa 35(2)(b) de la Loi sur les pêches*.

⁷ Ibid.

remain in the Regulations, except applications in relation to emergency situations, and in cases where the applicant is the federal government or a provincial or territorial government.

Industry groups indicated that providing written evidence of authorization to access lands and waters for the purpose of implementing the offsetting plan at the application submission stage would likely not be possible as provinces and other land owners may not provide such authorization until the applicant has received a *Fisheries Act* authorization. As a result, the Regulations will not require that this be provided with the application. Instead, the Regulations have been revised to require the applicant to indicate how such authorization would be obtained. An applicant may, as a condition of an authorization received, be required to provide evidence that the land-access authorization has been obtained prior to implementing the offsetting plan.

Comments were received from a broad range of parties indicating the view that the level of detail of some of the information requirements was more than what is required to support the Minister's decision under paragraph 35(2)(b) of the *Fisheries Act* and would require significant work and time to collect the information. It was determined that these items were being interpreted differently than intended. As a result, some wording changes in sections 7, 8 and 12 of Schedule 1 have been made to clarify what information is intended to be sought. In addition, many parties indicated that the information requirements should be scalable based upon the type and size of proposed work, undertaking or activity. The Department believes that the information requirements in Schedule 1 are scalable to size and type of work, undertaking or activity.

Aboriginal groups suggested that information should be required from the applicant about how the impacts of the serious harm to fish resulting from proposed work, undertakings or activities may affect future fisheries activities of Aboriginal groups. The Regulations do not explicitly require this analysis from the applicant. However, information on fish, fish habitat and the likely effects on fish and fish habitat, including a description of serious harm to fish, from the proposed work, undertaking or activity are required to be submitted with an application for an authorization. This information, along with other relevant information, will be used to assist the Minister in considering the factors identified in section 6 of the *Fisheries Act* (which include the contribution of the relevant fish to the ongoing productivity of commercial, recreational or Aboriginal fisheries and fisheries management objectives). These factors will be taken into account in relation to the purpose identified under section 6.1, i.e. to provide for the sustainability and ongoing productivity of commercial, recreational and Aboriginal fisheries. In doing so, potential impacts of proposed work, undertakings or activities on fisheries activities of Aboriginal groups will be considered and subject to consultation, if appropriate.

Suggestions were also made to include the requirement to provide an analysis of the contribution of relevant fish to the ongoing productivity of commercial, recreational or Aboriginal fisheries, impacts on fisheries and their productivity and how the serious harm to fish may affect meeting fisheries management objectives. However, it was determined that this may not be possible for

fournir une lettre de crédit dans toutes les demandes demeurerait dans le Règlement, sauf pour les demandes liées aux situations d'urgence et dans les cas où le demandeur est le gouvernement fédéral ou un gouvernement provincial ou territorial.

Des groupes de l'industrie ont également mentionné qu'il ne serait probablement pas possible de fournir une preuve écrite de l'autorisation d'accéder aux terres et aux eaux nécessaires pour la mise en œuvre du plan compensatoire à l'étape de la présentation des demandes, car les provinces et les propriétaires fonciers ne fournissent pas toujours de telles autorisations avant que le demandeur ait reçu une autorisation en vertu de la *Loi sur les pêches*. Le Règlement ne les obligera pas à fournir cette autorisation avec leur demande. Le Règlement a plutôt été révisé et requiert que les demandeurs indiquent les démarches qu'ils entendent entreprendre pour obtenir une telle autorisation. Un demandeur pourrait, comme condition de l'autorisation reçue, être tenu de faire la preuve qu'une autorisation donnant accès aux terres et aux eaux nécessaires a été obtenue avant de mettre en œuvre le plan compensatoire.

Des commentaires ont aussi été reçus d'une grande variété de parties qui sont d'avis que le niveau de détail de certaines des exigences en matière de renseignements est plus élevé que celui des exigences visant à appuyer la prise de décision par le ministre en vertu de l'alinéa 35(2)b) de la *Loi sur les pêches* et que la collecte d'information nécessiterait beaucoup de temps et des efforts considérables. Il a été déterminé que ces points ont été mal interprétés. Ainsi, les libellés des articles 7, 8 et 12 de l'annexe 1 ont été modifiés afin de clarifier le type de renseignements à fournir. Par ailleurs, de nombreuses parties ont indiqué que les exigences en matière de renseignements devraient être adaptées au type et à l'ampleur de l'ouvrage, de l'entreprise ou de l'activité projeté. Le Ministère croit que les exigences en matière de renseignements énoncées à l'annexe 1 sont adaptables à l'ampleur et au type d'ouvrage, d'entreprise ou d'activité.

Des groupes autochtones ont suggérés que l'on oblige les demandeurs à décrire comment les dommages sérieux causés par l'ouvrage, l'entreprise ou l'activité projeté peuvent avoir une incidence sur les activités de pêche futures des groupes autochtones. Le Règlement n'oblige pas explicitement les demandeurs à procéder à cette analyse. Cependant, des renseignements sur les poissons, leur habitat et les effets possibles sur les poissons et leur habitat, y compris une description des dommages sérieux causés aux poissons par l'ouvrage, l'entreprise ou l'activité projeté doivent être fournis dans une demande d'autorisation. Ces renseignements, de même que toute autre information pertinente, seront utilisés pour aider le ministre à tenir compte des facteurs énoncés à l'article 6 de la *Loi sur les pêches* (qui incluent l'importance du poisson visé pour la productivité continue des pêches commerciale, récréative et autochtone et les objectifs en matière de gestion des pêches). Ces facteurs seront pris en compte dans le cadre de l'objectif énoncé à l'article 6.1, c'est-à-dire assurer la durabilité et la productivité continue des pêches commerciale, récréative et autochtone. Dans le cadre de cet examen, les répercussions possibles de l'ouvrage, de l'entreprise ou de l'activité projeté sur les activités de pêche des groupes autochtones seront prises en compte et feront l'objet de consultations au besoin.

Il a également été suggéré d'inclure l'exigence de procéder à une analyse de l'importance du poisson visé pour la productivité continue des pêches commerciale, récréative ou autochtone, des répercussions sur les pêches et leur productivité, et de la façon dont les dommages sérieux causés aux poissons peuvent nuire à l'atteinte des objectifs en matière de gestion des pêches. Toutefois, il a été

applicants to provide this in all cases. The Department will consider impacts on fisheries management objectives when considering the section 6 factors.

Aboriginal groups also suggested that the Regulations should include a notification process which would require the Minister to notify Aboriginal groups potentially affected by the proposed work, undertaking or activity of the application proposal received and to provide adequate time for Aboriginal groups to respond to such notifications. It was determined that it was not necessary to include such a notification process in the Regulations as such notifications can be given to Aboriginal groups independently from the process established under the Regulations. Moreover, where consultation is required, the Regulations provide the ability for the time limits to cease to apply in order to carry out consultation activities, thereby providing the time required to address this responsibility.

Industry groups suggested the time limits established in the Regulations were too long. However, the time limits are based upon an estimation of timeframes required to undertake these steps in light of expected workload and process requirements.

The issue of managing applications for authorizations under emergency situations was also raised by stakeholders. The process and information requirements that were initially set out in the proposed Regulations will not apply to applications for authorizations for work, undertakings or activities that are likely to result in serious harm to fish that need to be carried on in the emergency circumstances identified in the Regulations. Responding to stakeholders' comments, a separate process was established under the Regulations to review applications for proposed work, undertakings, or activities that need to be carried on in response to specific emergency situations, as set out in the Regulations, in order to provide for timelier reviews of such applications in light of these emergency circumstances. A second Schedule of information requirements has been included in the Regulations that would provide sufficient information for the Minister to determine whether to issue an authorization for the carrying on of work, undertakings or activities in these emergency circumstances. This approach is the same as that applied in emergency situations under the previous application scheme.

It was suggested that paragraph 8(1)(a) of the Regulations, which states that the time limits cease to apply when the applicant proposes changes to the work, undertaking or activity or to the off-setting plan, be revised such that the paragraph would only apply when there are significant changes to proposed work, undertakings or activities. This is the intent. However, the determination of what is a significant change may vary in different situations. Further clarification will be provided in guidance.

There was concern expressed with respect to the cessation of the time limits provided under paragraph 8(1)(c) of the Regulations. Suggestions were made that this paragraph be removed or that clarity be provided as to when this provision may apply. No changes were made to this paragraph, as paragraph 8(1)(c) is meant to allow for the time limits to cease to apply under a range of circumstances in order to ensure that the Minister receives the information necessary before making a decision that is in the best interest of Canadians. Further clarification will be provided in guidance.

Comments were received regarding an appeal process where an application for an authorization has been refused. A review process relating to authorizations for the harmful alteration, disruption or

déterminé qu'il ne serait peut-être pas possible pour les demandeurs de fournir ces renseignements dans tous les cas. Le ministère tiendra compte des effets sur les objectifs de gestion des pêches lorsqu'il considérera les facteurs énoncés à l'article 6.

Des groupes autochtones ont également fait valoir que le Règlement devrait prévoir un processus qui obligerait le ministre à aviser les groupes autochtones susceptibles d'être touchés par l'ouvrage, l'entreprise ou l'activité projeté et de leur laisser suffisamment de temps pour répondre à cet avis. Il a été déterminé qu'il n'était pas nécessaire d'inclure un tel processus dans le Règlement, car ce type d'avis peut être donné aux groupes autochtones à l'extérieur du cadre du processus établi dans le Règlement. De plus, lorsque des consultations doivent être tenues, le Règlement permet la possibilité de faire cesser le délai applicable afin de mener les consultations, ce qui donne en retour le temps nécessaire pour assumer cette responsabilité.

Des groupes de l'industrie sont d'avis que les délais prévus dans le Règlement sont trop longs. Toutefois, ceux-ci sont fondés sur une estimation des délais nécessaires pour entreprendre ces étapes en fonction de la charge de travail et des exigences du processus.

La question de la gestion des demandes d'autorisation en cas de situation d'urgence a également été soulevée par les intervenants. Les exigences en matière de renseignements et relatives au processus qui avaient initialement été établies dans le projet de règlement ne s'appliqueront pas aux demandes d'autorisation pour des ouvrages, des entreprises ou des activités pouvant causer des dommages sérieux qui doivent être entrepris en réaction aux situations d'urgences prévues dans le Règlement. En réponse aux commentaires reçus, un processus distinct d'examen des demandes visant des ouvrages, des entreprises ou des activités devant être entrepris en réponse aux situations d'urgence énoncées dans le Règlement a été créé en vue d'accélérer le traitement de ces demandes et de répondre plus adéquatement aux situations d'urgence. Une deuxième annexe prévoyant des exigences en matière de renseignements a été incluse au Règlement afin de veiller à ce que le ministre possède suffisamment d'information pour déterminer s'il autorisera l'ouvrage, l'entreprise ou l'activité en situation d'urgence. Cette approche est la même que celle appliquée dans les situations d'urgence prévues dans l'ancien régime.

On a également suggéré de réviser l'alinéa 8(1)a) du Règlement, qui prévoit que les délais cessent de s'appliquer lorsque le demandeur propose des changements à l'ouvrage, à l'entreprise ou à l'activité ou bien au plan compensatoire, de sorte que l'alinéa ne s'applique que lorsque des changements importants sont apportés à l'ouvrage, à l'entreprise ou à l'activité projeté. C'est l'intention. Toutefois, la détermination de ce qu'est un changement important peut varier d'une situation à l'autre. Des éclaircissements seront fournis dans un document d'orientation.

Des préoccupations ont été exprimées concernant la suspension des délais prévus à l'alinéa 8(1)c). Il a été proposé d'abroger cet alinéa ou de fournir des éclaircissements au sujet de son application. Aucun changement n'a été apporté à cet alinéa puisqu'il vise à permettre la suspension des délais dans certaines situations en vue de veiller à ce que le ministre reçoive les renseignements nécessaires avant de prendre une décision dans le meilleur intérêt des Canadiens. D'autres éclaircissements seront fournis dans un document d'orientation.

Des commentaires ont été reçus à l'égard d'un processus d'appel qui s'appliquerait dans les cas où une demande d'autorisation est refusée. Un processus de révision à l'égard des autorisations pour

destruction of fish habitat is currently identified in the Policy for the Management of Fish Habitat. This policy is currently under review. Consideration will be given to this item as the Department moves forward with the implementation of the new general prohibition against serious harm to fish under subsection 35(1) of the *Fisheries Act*.

In summary, the following revisions have been made to the Regulations:

- Technical changes were made to section 2.
- Changes were made to sections 7, 8 and 12 of Schedule 1 to clarify the intent of some of the information requirements.
- Changes were made to section 3 of the Regulations in relation to the requirement to obtain authorization to access lands/waters needed to implement the offsetting plan and to submit evidence of this authorization at the stage of application for the paragraph 35(2)(b) *Fisheries Act* authorization. The requirement has been changed to require a description of the steps that are proposed to be taken to obtain that authorization. This information requirement is now part of the offsetting plan requirement set out in section 13 of Schedule 1 of the Regulations.
- The process and information requirements that were initially set out in the proposed Regulations will not apply to applications for authorizations for works, undertakings or activities that are likely to result in serious harm to fish that need to be carried on in emergency circumstances identified in the Regulations. The Regulations establish a separate set of information (set out in Schedule 2) required to be submitted in support of an application for proposed work, undertakings or activities that need to be carried on in response to an emergency circumstance identified in the Regulations.

Implementation, enforcement and service standards

Fisheries and Oceans Canada reports to Parliament⁸ annually, notably through its report on the *Administration and Enforcement of the Fish Habitat Protection and Pollution Prevention Provisions of the Fisheries Act*. This report includes reporting on authorizations issued under subsection 35(2) of the Act and on related enforcement activities. Future annual reports to Parliament will be used to report on Fisheries and Oceans Canada's compliance with the time limits provided under the Regulations.

Contacts

Ray O'Flaherty
Legislation and Regulatory Affairs
Fisheries and Oceans Canada
200 Kent Street
Ottawa, Ontario
K1A 0E6
Telephone: 613-993-0982
Fax: 613-993-5204
Email: FPR-RPP@dfo-mpo.gc.ca

la détérioration, la destruction ou la perturbation de l'habitat du poisson se retrouve dans la Politique de gestion de l'habitat du poisson. Cette politique est présentement sous révision. Le Ministère considérera cet item en procédant à la mise en œuvre de la nouvelle interdiction générale contre le dommage sérieux au poisson sous le paragraphe 35(1) de la *Loi sur les pêches*.

En résumé, les révisions suivantes ont été apportées au Règlement :

- Des changements techniques ont été apportés à l'article 2.
- Les articles 7, 8 et 12 de l'annexe 1 ont été modifiés afin de préciser l'intention de certaines des exigences en matière de renseignements.
- Des changements ont été apportés à l'article 3 en ce qui concerne l'obligation d'obtenir une autorisation pour accéder aux terres et aux eaux en vue de mettre en œuvre le plan compensatoire et de fournir une preuve de cette autorisation à l'étape de la présentation d'une demande visée à l'alinéa 35(2)(b) de la *Loi sur les pêches*. Cette obligation a été modifiée, et les demandeurs doivent maintenant plutôt fournir une description des démarches que les demandeurs entendent entreprendre en vue d'obtenir cette autorisation. Cette exigence en matière de renseignements fait maintenant partie de l'exigence relative au plan compensatoire énoncée à l'article 13 de l'annexe 1 du Règlement.
- Les exigences en matière de renseignements et relatives au processus qui avaient initialement été établies dans le projet de règlement ne s'appliqueront pas aux demandes d'autorisation visant des ouvrages ou des entreprises devant être exploités ou des activités devant être exercées en réaction aux situations d'urgence prévues dans le Règlement. Le Règlement prévoit plutôt qu'il faut soumettre un ensemble distinct de renseignements (énoncés à l'annexe 2) à l'appui d'une demande d'autorisation pour exploiter un ouvrage ou une entreprise ou exercer une activité, sans délai, en réaction à une situation d'urgence.

Mise en œuvre, application et normes de service

Pêches et Océans Canada dépose des rapports devant le Parlement⁸ chaque année, notamment son rapport sur l'administration et l'application des dispositions de la *Loi sur les pêches* relatives à la protection de l'habitat du poisson. Ce rapport rend compte du nombre d'autorisations accordées en vertu du paragraphe 35(2) de la Loi et des activités connexes en matière d'application de la loi. Les futurs rapports annuels au Parlement seront utilisés afin de rendre compte du taux de conformité de Pêches et Océans Canada à l'égard des délais établis par le Règlement.

Personnes-ressources

Ray O'Flaherty
Affaires législatives et réglementaires
Pêches et Océans Canada
200, rue Kent
Ottawa (Ontario)
K1A 0E6
Téléphone : 613-993-0982
Télécopieur : 613-993-5204
Courriel : FPR-RPP@dfo-mpo.gc.ca

⁸ www.dfo-mpo.gc.ca/habitat/role/141/reports-rapports/index-eng.htm

⁸ www.dfo-mpo.gc.ca/habitat/role/141/reports-rapports/index-fra.htm

Cathy Gee
Habitat Program Policy Branch
Fisheries and Oceans Canada
200 Kent Street
Ottawa, Ontario
K1A 0E6
Telephone: 613-990-8850
Fax: 613-990-4810
Email: FPR-RPP@dfo-mpo.gc.ca

Cathy Gee
Direction des politiques des programmes de l'habitat
Pêches et Océans Canada
200, rue Kent
Ottawa (Ontario)
K1A 0E6
Téléphone : 613-990-8850
Télécopieur : 613-990-4810
Courriel : FPR-RPP@dfo-mpo.gc.ca

Registration
SOR/2013-192 October 28, 2013

Enregistrement
DORS/2013-192 Le 28 octobre 2013

FARM PRODUCTS AGENCIES ACT

LOI SUR LES OFFICES DES PRODUITS AGRICOLES

Order Amending the Beef Cattle Research, Market Development and Promotion Levies Order

Ordonnance modifiant l'Ordonnance sur les redevances à payer pour la recherche, le développement des marchés et la promotion des bovins de boucherie

Whereas the Governor in Council has, by the *Canadian Beef Cattle Research, Market Development and Promotion Agency Proclamation*^a, established the Canadian Beef Cattle Research, Market Development and Promotion Agency pursuant to subsection 39(1)^b of the *Farm Products Agencies Act*^c;

Attendu que, en vertu du paragraphe 39(1)^a de la *Loi sur les offices des produits agricoles*^b, le gouverneur en conseil a, par la *Proclamation visant l'Office canadien de recherche, de développement des marchés et de promotion des bovins de boucherie*^c, créé l'Office canadien de recherche, de développement des marchés et de promotion des bovins de boucherie;

Whereas that Agency has been empowered to implement a promotion and research plan pursuant to that Proclamation;

Attendu que l'Office est habilité à mettre en œuvre un plan de promotion et de recherche conformément à cette proclamation;

Whereas the proposed *Order Amending the Beef Cattle Research, Market Development and Promotion Levies Order* is an order of a class to which paragraph 7(1)(d)^d of that Act applies by reason of section 2 of the *Agencies' Orders and Regulations Approval Order*^e, and has been submitted to the National Farm Products Council pursuant to paragraph 42(1)(d)^b of that Act;

Attendu que le projet d'ordonnance intitulé *Ordonnance modifiant l'Ordonnance sur les redevances à payer pour la recherche, le développement des marchés et la promotion des bovins de boucherie* relève d'une catégorie à laquelle s'applique l'alinéa 7(1)d^d de cette loi, conformément à l'article 2 de l'*Ordonnance sur l'approbation des ordonnances et règlements des offices*^e, et a été soumis au Conseil national des produits agricoles, conformément à l'alinéa 42(1)d^a de cette loi;

And whereas, pursuant to paragraph 7(1)(d)^d of that Act, the National Farm Products Council has approved the proposed Order after being satisfied that it is necessary for the implementation of the promotion and research plan that that Agency is authorized to implement;

Attendu que, en vertu de l'alinéa 7(1)d^d de cette loi, le Conseil national des produits agricoles, étant convaincu que le l'ordonnance projetée est nécessaire à la mise en œuvre du plan de promotion et de recherche que l'Office est habilité à mettre en œuvre, a approuvé ce projet d'ordonnance,

Therefore, the Canadian Beef Cattle Research, Market Development and Promotion Agency, pursuant to paragraphs 42(1)(d)^b and (e)^b of the *Farm Products Agencies Act*^c and section 10 of Part 2 of the schedule to the *Canadian Beef Cattle Research, Market Development and Promotion Agency Proclamation*^a, makes the annexed *Order Amending the Beef Cattle Research, Market Development and Promotion Levies Order*.

À ces causes, en vertu des alinéas 42(1)d^a et e)^a de la *Loi sur les offices des produits agricoles*^b et de l'article 10 de la partie 2 de l'annexe de la *Proclamation visant l'Office canadien de recherche, de développement des marchés et de promotion des bovins de boucherie*^c, l'Office canadien de recherche, de développement des marchés et de promotion des bovins de boucherie prend l'*Ordonnance modifiant l'Ordonnance sur les redevances à payer pour la recherche, le développement des marchés et la promotion des bovins de boucherie*, ci-après.

Calgary, Alberta, October 24, 2013

Calgary (Alberta), le 24 octobre 2013

ORDER AMENDING THE BEEF CATTLE RESEARCH, MARKET DEVELOPMENT AND PROMOTION LEVIES ORDER

ORDONNANCE MODIFIANT L'ORDONNANCE SUR LES REDEVANCES À PAYER POUR LA RECHERCHE, LE DÉVELOPPEMENT DES MARCHÉS ET LA PROMOTION DES BOVINS DE BOUCHERIE

AMENDMENTS

MODIFICATIONS

1. Paragraph 2(1)(a) of the *Beef Cattle Research, Market Development and Promotion Levies Order*¹ is replaced by the following:

1. L'alinéa 2(1)a de l'*Ordonnance sur les redevances à payer pour la recherche, le développement des marchés et la promotion des bovins de boucherie*¹ est remplacé par ce qui suit :

(a) Ontario, Beef Farmers of Ontario;

a) en Ontario, des Beef Farmers of Ontario;

^a SOR/2002-48

^a L.C. 1993, ch. 3, art. 12

^b S.C. 1993, c. 3, s. 12

^b L.R., ch. F-4; L.C. 1993, ch. 3, art. 2

^c R.S., c. F-4; S.C. 1993, c. 3, s. 2

^c DORS/2002-48

^d S.C. 1993, c. 3, s. 7(2)

^d L.C. 1993, ch. 3, par. 7(2)

^e C.R.C., c. 648

^e C.R.C., ch. 648

¹ SOR/2010-158

¹ DORS/2010-158

2. The portion of item 3 of the table to section 3 of the Order in column 2 is replaced by the following:

Column 2	
Item	Levy (\$)
3.	3.00

COMING INTO FORCE

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

EXPLANATORY NOTE

(This note is not part of the Order.)

This amendment increases the levy rate imposed on residents of Nova Scotia who sell beef cattle in interprovincial trade and changes the name of the Ontario Cattlemen's Association to the Beef Farmers of Ontario.

2. Le passage de l'article 3 figurant dans la colonne 2 du tableau de l'article 3 de la même ordonnance est remplacé par ce qui suit :

Colonne 2	
Article	Redevance (\$)
3.	3,00

ENTRÉE EN VIGUEUR

3. La présente ordonnance entre en vigueur à la date de son enregistrement.

NOTE EXPLICATIVE

(Cette note ne fait pas partie de l'Ordonnance.)

Cette modification augmente le taux de la redevance imposée aux résidents de la Nouvelle-Écosse qui vendent des bovins de boucherie sur le marché interprovincial et change le nom de l'Ontario Cattlemen's Association pour Beef Farmers of Ontario.

Registration
SI/2013-114 November 6, 2013

Enregistrement
TR/2013-114 Le 6 novembre 2013

CANADA SMALL BUSINESS FINANCING ACT

LOI SUR LE FINANCEMENT DES PETITES ENTREPRISES
DU CANADA

**Order Repealing Order in Council P.C. 1999-472
and Designating the Minister of Industry for the
purposes of the Act**

**Décret abrogeant le décret C.P. 1999-472 et
chargeant le ministre de l'Industrie de
l'application de la loi**

P.C. 2013-1102 October 18, 2013

C.P. 2013-1102 Le 18 octobre 2013

His Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Prime Minister, pursuant to the definition "Minister" in section 2 of the *Canada Small Business Financing Act*^a,

Sur recommandation du premier ministre et au titre de la définition de « ministre » à l'article 2 de la *Loi sur le financement des petites entreprises du Canada*^a, Son Excellence le Gouverneur général en conseil :

(a) repeals Order in Council P.C. 1999-472 of March 18, 1999^b; and

a) abroge le décret C.P. 1999-472 du 18 mars 1999^b;

(b) designates the Minister of Industry, a member of the Queen's Privy Council for Canada, as the Minister for the purposes of the *Canada Small Business Financing Act*.

b) charge le ministre de l'Industrie, membre du Conseil privé de la Reine pour le Canada, de l'application de la *Loi sur le financement des petites entreprises du Canada*^a.

^a S.C. 1998, c. 36
^b SI/99-32

^a L.C. 1998, ch. 36
^b TR/99-32

Registration
SI/2013-115 November 6, 2013

SETTLEMENT OF INTERNATIONAL INVESTMENT
DISPUTES ACT

**Order Fixing November 1, 2013 as the Day on
which the Act Comes into Force**

P.C. 2013-1106 October 24, 2013

His Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of Foreign Affairs, pursuant to section 12 of the *Settlement of International Investment Disputes Act*, chapter 8 of the Statutes of Canada, 2008, fixes November 1, 2013 as the day on which that Act comes into force.

EXPLANATORY NOTE

(This note is not part of the Order.)

The Act being brought into force implements the Convention on the Settlement of Investment Disputes between States and Nationals of Other States (ICSID Convention) in Canada. The ICSID Convention, in force since 1967, was signed by the Minister of Foreign Affairs on December 15, 2006. The Act received Royal Assent on March 13, 2008.

The general provisions of the Act are binding on the federal Crown and enable Canada to meet its obligations under the ICSID Convention. The Act applies to arbitral awards, arbitration agreements and conciliation agreements made under the ICSID Convention before or after the coming into force of the Act. It makes arbitration awards rendered pursuant to the ICSID Convention enforceable in superior courts in Canada. It provides that such courts must recognize and enforce an ICSID arbitral award as if it were the final judgment of that court and that such an award is not subject to any remedy except as set out in the ICSID Convention. In this regard, the Act clarifies that it prevails in the event of inconsistency between it and the *United Nations Foreign Arbitral Awards Convention Act* or the *Commercial Arbitration Act*.

The Act also provides immunity against legal action to the International Centre for Settlement of Investment Disputes, the body established under the ICSID Convention to administer disputes, and to individuals performing acts under the Convention on behalf of the Centre.

The Act also provides that the Governor in Council is authorized to take certain actions under the ICSID Convention, such as designating persons to serve on the ICSID Panel of Arbitrators and the ICSID Panel of Conciliators.

Section 12 of the Act states that the provisions of this Act come into force on a day to be fixed by order of the Governor in Council.

The Schedule to the Act sets out the text of the ICSID Convention.

Enregistrement
TR/2013-115 Le 6 novembre 2013

LOI SUR LE RÈGLEMENT DES DIFFÉRENDS
INTERNATIONAUX RELATIFS AUX INVESTISSEMENTS

**Décret fixant au 1^{er} novembre 2013 la date d'entrée
en vigueur de la loi**

C.P. 2013-1106 Le 24 octobre 2013

Sur recommandation du ministre des Affaires étrangères et en vertu de l'article 12 de la *Loi sur le règlement des différends internationaux relatifs aux investissements*, chapitre 8 des Lois du Canada (2008), Son Excellence le Gouverneur général en conseil fixe au 1^{er} novembre 2013 la date d'entrée en vigueur de cette loi.

NOTE EXPLICATIVE

(Cette note ne fait pas partie du Décret.)

La Loi qui entrera en vigueur met en œuvre la Convention pour le règlement des différends relatifs aux investissements entre États et ressortissants d'autres États (Convention du CIRDI) au Canada. La Convention du CIRDI, en vigueur depuis 1967, a été signée par le ministre des Affaires étrangères le 15 décembre 2006. La Loi a reçu la sanction royale le 13 mars 2008.

Les dispositions générales de la Loi lient la Couronne fédérale et permettent au Canada de s'acquitter de ses obligations en vertu de la Convention du CIRDI. La Loi s'applique aux décisions arbitrales, aux conventions d'arbitrage et aux accords de conciliation pris en vertu de la Convention du CIRDI avant ou après l'entrée en vigueur de la Loi. Celle-ci rend les décisions arbitrales prises en vertu de la Convention du CIRDI exécutoires dans les cours supérieures du Canada, et prévoit que de telles instances doivent reconnaître et faire respecter une décision arbitrale du CIRDI comme s'il s'agissait du jugement définitif de ce tribunal et qu'une telle décision n'est assujettie à aucun recours sauf ceux prévus dans la Convention du CIRDI. À cet égard, la Loi précise qu'elle l'emporte en cas d'incompatibilité entre ses dispositions et la *Loi sur la Convention des Nations Unies concernant les sentences arbitrales étrangères* ou la *Loi sur l'arbitrage commercial*.

La Loi confère également au Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements, l'organe établi en vertu de la Convention du CIRDI pour administrer les différends, et aux personnes qui agissent en vertu de la Convention au nom du Centre, une immunité contre les actions en justice.

La Loi prévoit aussi que le gouverneur en conseil est autorisé à prendre certaines mesures en vertu de la Convention du CIRDI, comme la désignation des personnes qui siégeront au Groupe d'arbitres du CIRDI et du Groupe de conciliateurs du CIRDI.

L'article 12 de la Loi énonce que les dispositions de cette loi entreront en vigueur à la date fixée par décret du gouverneur en conseil.

L'annexe de la Loi établit le texte de la Convention du CIRDI.

Registration
SI/2013-116 November 6, 2013

JOBS, GROWTH AND LONG-TERM PROSPERITY ACT

Order Fixing November 25, 2013 as the Day on which Certain Provisions of the Act Come into Force

P.C. 2013-1107 October 24, 2013

His Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of Fisheries and Oceans, pursuant to section 156 of the *Jobs, Growth and Long-term Prosperity Act*, chapter 19 of the Statutes of Canada, 2012, fixes November 25, 2013 as the day on which section 132, subsections 133(1), (3) and (4), sections 135 to 138, subsection 139(2), sections 140 and 141, subsections 142(2) to (4), 144(2) to (6), 145(2) to (4) and 147(1) to (5), (7), (9) and (10), section 148, subsections 149(2) and (5) and sections 152 and 153 of that Act come into force.

EXPLANATORY NOTE

(This note is not part of the Order.)

The *Jobs, Growth and Long-term Prosperity Act*, which includes amendments to the *Fisheries Act*, received Royal Assent on June 29, 2012. However, the provisions referred to in section 156 of the *Jobs, Growth and Long-term Prosperity Act* and that amend the *Fisheries Act* did not come into force upon Royal Assent. This Order in Council establishes November 25, 2013, as the date on which the provisions identified under section 156 of the *Jobs, Growth and Long-term Prosperity Act* come into force, namely section 132, subsections 133(1), (3) and (4), sections 135 to 138, subsection 139(2), sections 140 and 141, subsections 142(2) to (4), 144(2) to (6), 145(2) to (4) and 147(1) to (5), (7), (9) and (10), section 148, subsections 149(2) and (5) and sections 152 and 153 of this Act.

Enregistrement
TR/2013-116 Le 6 novembre 2013

LOI SUR L'EMPLOI, LA CROISSANCE ET LA PROSPÉRITÉ DURABLE

Décret fixant au 25 novembre 2013 la date d'entrée en vigueur de certaines dispositions de la loi

C.P. 2013-1107 Le 24 octobre 2013

Sur recommandation du ministre des Pêches et des Océans et en vertu de l'article 156 de la *Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable*, chapitre 19 des Lois du Canada (2012), Son Excellence le Gouverneur général en conseil fixe au 25 novembre 2013 la date d'entrée en vigueur de l'article 132, des paragraphes 133(1), (3) et (4), des articles 135 à 138, du paragraphe 139(2), des articles 140 et 141, des paragraphes 142(2) à (4), 144(2) à (6), 145(2) à (4) et 147(1) à (5), (7), (9) et (10), de l'article 148, des paragraphes 149(2) et (5) et des articles 152 et 153 de cette loi.

NOTE EXPLICATIVE

(Cette note ne fait pas partie du Décret.)

La *Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable*, qui comprend des modifications à la *Loi sur les pêches*, a reçu la sanction royale le 29 juin 2012. Toutefois, l'entrée en vigueur des dispositions visées à l'article 156 de la *Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable* modifiant la *Loi sur les pêches* n'a pas eu lieu au moment de la sanction royale. Le présent décret fixe donc le 25 novembre 2013 comme date d'entrée en vigueur des dispositions visées à l'article 156 de la *Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable*, soit, plus particulièrement, l'entrée en vigueur de l'article 132, des paragraphes 133(1), (3) et (4), des articles 135 à 138, du paragraphe 139(2), des articles 140 et 141, des paragraphes 142(2) à (4), 144(2) à (6), 145(2) à (4) et 147(1) à (5), (7), (9) et (10), de l'article 148, des paragraphes 149(2) et (5) et des articles 152 et 153 de cette même loi.

Registration
SI/2013-117 November 6, 2013

Enregistrement
TR/2013-117 Le 6 novembre 2013

JOBS AND GROWTH ACT, 2012

LOI DE 2012 SUR L'EMPLOI ET LA CROISSANCE

Order Fixing October 30, 2013 as the Day on which Division 11 of Part 4 of the Act Comes into Force

Décret fixant au 30 octobre 2013 la date d'entrée en vigueur de la section 11 de la partie 4 de la loi

P.C. 2013-1142 October 25, 2013

C.P. 2013-1142 Le 25 octobre 2013

His Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Prime Minister, pursuant to section 263 of the *Jobs and Growth Act, 2012*, chapter 31 of the Statutes of Canada, 2012, fixes October 30, 2013 as the day on which Division 11 of Part 4 of that Act comes into force.

Sur recommandation du premier ministre et en vertu de l'article 263 de la *Loi de 2012 sur l'emploi et la croissance*, chapitre 31 des Lois du Canada (2012), Son Excellence le Gouverneur général en conseil fixe au 30 octobre 2013 la date d'entrée en vigueur de la section 11 de la partie 4 de cette loi.

Registration
SI/2013-118 November 6, 2013

Enregistrement
TR/2013-118 Le 6 novembre 2013

ACCESS TO INFORMATION ACT

LOI SUR L'ACCÈS À L'INFORMATION

**Order Amending the Access to Information Act
Heads of Government Institutions Designation
Order**

**Décret modifiant le Décret sur la désignation des
responsables d'institutions fédérales (Loi sur
l'accès à l'information)**

P.C. 2013-1143 October 25, 2013

C.P. 2013-1143 Le 25 octobre 2013

His Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Prime Minister, pursuant to subsection 3.2(2)^a of the *Access to Information Act*^b, makes the annexed *Order Amending the Access to Information Act Heads of Government Institutions Designation Order*.

Sur recommandation du premier ministre et en vertu du paragraphe 3.2(2)^a de la *Loi sur l'accès à l'information*^b, Son Excellence le Gouverneur général en conseil prend le *Décret modifiant le Décret sur la désignation des responsables d'institutions fédérales (Loi sur l'accès à l'information)*, ci-après.

**ORDER AMENDING THE ACCESS TO INFORMATION
ACT HEADS OF GOVERNMENT INSTITUTIONS
DESIGNATION ORDER**

**DÉCRET MODIFIANT LE DÉCRET SUR LA
DÉSIGNATION DES RESPONSABLES
D'INSTITUTIONS FÉDÉRALES (LOI SUR
L'ACCÈS À L'INFORMATION)**

AMENDMENT

MODIFICATION

1. Item 54 of the schedule to the *Access to Information Act Heads of Government Institutions Designation Order*¹ is repealed.

1. L'article 41 de l'annexe du *Décret sur la désignation des responsables d'institutions fédérales (Loi sur l'accès à l'information)*¹ est abrogé.

COMING INTO FORCE

ENTRÉE EN VIGUEUR

2. This Order comes into force on October 30, 2013.

2. Le présent décret entre en vigueur le 30 octobre 2013.

^a S.C. 2006, c. 9, s. 142

^b R.S., c. A-1

¹ SI/83-113

^a L.C. 2006, ch. 9, art. 142

^b L.R., ch. A-1

¹ TR/83-113

Registration
SI/2013-119 November 6, 2013

Enregistrement
TR/2013-119 Le 6 novembre 2013

PRIVACY ACT

LOI SUR LA PROTECTION DES RENSEIGNEMENTS
PERSONNELS

**Order Amending the Privacy Act Heads of
Government Institutions Designation Order**

**Décret modifiant le Décret sur la désignation des
responsables d'institutions fédérales (Loi sur la
protection des renseignements personnels)**

P.C. 2013-1144 October 25, 2013

C.P. 2013-1144 Le 25 octobre 2013

His Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Prime Minister, pursuant to subsection 3.1(2)^a of the *Privacy Act*^b, makes the annexed *Order Amending the Privacy Act Heads of Government Institutions Designation Order*.

Sur recommandation du premier ministre et en vertu du paragraphe 3.1(2)^a de la *Loi sur la protection des renseignements personnels*^b, Son Excellence le Gouverneur général en conseil prend le *Décret modifiant le Décret sur la désignation des responsables d'institutions fédérales (Loi sur la protection des renseignements personnels)*, ci-après.

**ORDER AMENDING THE PRIVACY ACT HEADS
OF GOVERNMENT INSTITUTIONS
DESIGNATION ORDER**

**DÉCRET MODIFIANT LE DÉCRET SUR LA
DÉSIGNATION DES RESPONSABLES
D'INSTITUTIONS FÉDÉRALES (LOI
SUR LA PROTECTION DES
RENSEIGNEMENTS PERSONNELS)**

AMENDMENT

MODIFICATION

1. Item 57 of the schedule to the *Privacy Act Heads of Government Institutions Designation Order*¹ is repealed.

1. L'article 45 de l'annexe du *Décret sur la désignation des responsables d'institutions fédérales (Loi sur la protection des renseignements personnels)*¹ est abrogé.

COMING INTO FORCE

ENTRÉE EN VIGUEUR

2. This Order comes into force on October 30, 2013.

2. Le présent décret entre en vigueur le 30 octobre 2013.

^a S.C. 2006, c. 9, s. 182

^b R.S., c. P-21

¹ SI/83-114

^a L.C. 2006, ch. 9, art. 182

^b L.R., ch. P-21

¹ TR/83-114

TABLE OF CONTENTS **SOR: Statutory Instruments (Regulations)**
SI: Statutory Instruments (Other than Regulations) and Other Documents

Registration number	P.C. number	Minister	Name of Statutory Instrument or Other Document	Page
SOR/2013-184		Foreign Affairs	Order Amending the Allocation Method Order (Beef and Veal)	2340
SOR/2013-185		Agriculture and Agri-Food	Regulations Amending the Canadian Chicken Marketing Quota Regulations	2345
SOR/2013-186		Environment	Regulations Amending the Regulations Designating Physical Activities....	2347
SOR/2013-187	2013-1108	Environment	Regulations Amending the Renewable Fuels Regulations, 2013.....	2369
SOR/2013-188	2013-1109	Environment Health	Order Adding Toxic Substances to Schedule 1 to the Canadian Environmental Protection Act, 1999	2411
SOR/2013-189	2013-1110	Human Resources and Skills Development	Regulations Amending the Employment Insurance Regulations (Miscellaneous Program)	2421
SOR/2013-190	2013-1111	Human Resources and Skills Development	Regulations Amending the Employment Insurance (Fishing) Regulations (Miscellaneous Program)	2424
SOR/2013-191	2013-1129	Fisheries and Oceans	Applications for Authorization under Paragraph 35(2)(b) of the Fisheries Act Regulations.....	2427
SOR/2013-192		Agriculture and Agri-Food	Order Amending the Beef Cattle Research, Market Development and Promotion Levies Order.....	2442
SI/2013-114	2013-1102	Prime Minister	Order Repealing Order in Council P.C. 1999-472 and Designating the Minister of Industry for the purposes of the Canada Small Business Financing Act	2444
SI/2013-115	2013-1106	Foreign Affairs	Order Fixing November 1, 2013 as the Day on which the Settlement of International Investment Disputes Act Comes into Force.....	2445
SI/2013-116	2013-1107	Fisheries and Oceans	Order Fixing November 25, 2013 as the Day on which Certain Provisions of the Jobs, Growth and Long-term Prosperity Act Come into Force	2446
SI/2013-117	2013-1142	Prime Minister	Order Fixing October 30, 2013 as the Day on which Division 11 of Part 4 of the Jobs and Growth Act, 2012 Comes into Force	2447
SI/2013-118	2013-1143	Prime Minister	Order Amending the Access to Information Act Heads of Government Institutions Designation Order.....	2448
SI/2013-119	2013-1144	Prime Minister	Order Amending the Privacy Act Heads of Government Institutions Designation Order.....	2449

INDEX **SOR:** **Statutory Instruments (Regulations)**
SI: **Statutory Instruments (Other than Regulations) and Other Documents**

Abbreviations: e — erratum
n — new
r — revises
x — revokes

Name of Statutory Instrument or Other Document Statutes	Registration number	Date	Page	Comments
Access to Information Act Heads of Government Institutions Designation Order — Order Amending.....	SI/2013-118	06/11/13	2448	
Access to Information Act				
Allocation Method Order (Beef and Veal) — Order Amending.....	SOR/2013-184	21/10/13	2340	
Export and Import Permits Act				
Applications for Authorization under Paragraph 35(2)(b) of the Fisheries Act Regulations.....	SOR/2013-191	25/10/13	2427	n
Fisheries Act				
Beef Cattle Research, Market Development and Promotion Levies Order — Order Amending.....	SOR/2013-192	28/10/13	2442	
Farm Products Agencies Act				
Canadian Chicken Marketing Quota Regulations — Regulations Amending.....	SOR/2013-185	21/10/13	2345	
Farm Products Agencies Act				
Designating Physical Activities — Regulations Amending the Regulations.....	SOR/2013-186	24/10/13	2347	
Canadian Environmental Assessment Act, 2012				
Employment Insurance (Fishing) Regulations (Miscellaneous Program) — Regulations Amending.....	SOR/2013-190	25/10/13	2424	
Employment Insurance Act				
Employment Insurance Regulations (Miscellaneous Program) — Regulations Amending.....	SOR/2013-189	25/10/13	2421	
Employment Insurance Act				
Order Fixing November 1, 2013 as the Day on which the Act Comes into Force... Settlement of International Investment Disputes Act	SI/2013-115	06/11/13	2445	n
Order Fixing November 25, 2013 as the Day on which Certain Provisions of the Act Come into Force.....	SI/2013-116	06/11/13	2446	
Jobs, Growth and Long-term Prosperity Act				
Order Fixing October 30, 2013 as the Day on which Division 11 of Part 4 of the Act Comes into Force.....	SI/2013-117	06/11/13	2447	
Jobs and Growth Act, 2012				
Order in Council P.C. 1999-472 and Designating the Minister of Industry for the purposes of the Act — Order Repealing.....	SI/2013-114	06/11/13	2444	
Canada Small Business Financing Act				
Privacy Act Heads of Government Institutions Designation Order — Order Amending.....	SI/2013-119	06/11/13	2449	
Privacy Act				
Renewable Fuels Regulations, 2013 — Regulations Amending.....	SOR/2013-187	25/10/13	2369	
Canadian Environmental Protection Act, 1999				
Toxic Substances to Schedule 1 to the Canadian Environmental Protection Act, 1999 — Order Adding.....	SOR/2013-188	25/10/13	2411	
Canadian Environmental Protection Act, 1999				

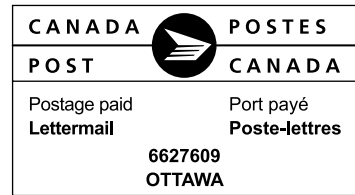
TABLE DES MATIÈRES DORS : Textes réglementaires (Règlements)
TR : Textes réglementaires (autres que les Règlements) et autres documents

Numéro d'enregistrement	Numéro de C.P.	Ministre	Titre du texte réglementaire ou autre document	Page
DORS/2013-184		Affaires étrangères	Arrêté modifiant l'Arrêté sur la méthode d'allocation de quotas (bœuf et veau).....	2340
DORS/2013-185		Agriculture et Agroalimentaire	Règlement modifiant le Règlement canadien sur le contingentement de la commercialisation des poulets.....	2345
DORS/2013-186		Environnement	Règlement modifiant le Règlement désignant les activités concrètes.....	2347
DORS/2013-187	2013-1108	Environnement	Règlement modifiant le Règlement sur les carburants renouvelables (2013).....	2369
DORS/2013-188	2013-1109	Environnement Santé	Décret d'inscription de substances toxiques à l'annexe 1 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999).....	2411
DORS/2013-189	2013-1110	Ressources humaines et Développement des compétences	Règlement correctif visant le Règlement sur l'assurance-emploi.....	2421
DORS/2013-190	2013-1111	Ressources humaines et Développement des compétences	Règlement correctif visant le Règlement sur l'assurance-emploi (pêche)...	2424
DORS/2013-191	2013-1129	Pêches et Océans	Règlement sur les demandes d'autorisation visées à l'alinéa 35(2)b) de la Loi sur les pêches.....	2427
DORS/2013-192		Agriculture et Agroalimentaire	Ordonnance modifiant l'Ordonnance sur les redevances à payer pour la recherche, le développement des marchés et la promotion des bovins de boucherie.....	2442
TR/2013-114	2013-1102	Premier ministre	Décret abrogeant le décret C.P. 1999-472 et chargeant le ministre de l'Industrie de l'application de la Loi sur le financement des petites entreprises du Canada.....	2444
TR/2013-115	2013-1106	Affaires étrangères	Décret fixant au 1 ^{er} novembre 2013 la date d'entrée en vigueur de la Loi sur le règlement des différends internationaux relatifs aux investissements.....	2445
TR/2013-116	2013-1107	Pêches et Océans	Décret fixant au 25 novembre 2013 la date d'entrée en vigueur de certaines dispositions de la Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable.....	2446
TR/2013-117	2013-1142	Premier ministre	Décret fixant au 30 octobre 2013 la date d'entrée en vigueur de la section 11 de la partie 4 de la Loi de 2012 sur l'emploi et la croissance.....	2447
TR/2013-118	2013-1143	Premier ministre	Décret modifiant le Décret sur la désignation des responsables d'institutions fédérales (Loi sur l'accès à l'information).....	2448
TR/2013-119	2013-1144	Premier ministre	Décret modifiant le Décret sur la désignation des responsables d'institutions fédérales (Loi sur la protection des renseignements personnels).....	2449

INDEX DORS : Textes réglementaires (Règlements)
TR : Textes réglementaires (autres que les Règlements) et autres documents

Abréviations : e — erratum
n — nouveau
r — révisé
a — abrogé

Titre du texte réglementaire ou autre document Lois	Numéro d'enregistrement	Date	Page	Commentaires
Activités concrètes — Règlement modifiant le Règlement désignant..... Évaluation environnementale (Loi canadienne) (2012)	DORS/2013-186	24/10/13	2347	
Assurance-emploi — Règlement correctif visant le Règlement..... Assurance-emploi (Loi)	DORS/2013-189	25/10/13	2421	
Assurance-emploi (pêche) — Règlement correctif visant le Règlement..... Assurance-emploi (Loi)	DORS/2013-190	25/10/13	2424	
Carburants renouvelables (2013) — Règlement modifiant le Règlement..... Protection de l'environnement (Loi canadienne) (1999)	DORS/2013-187	25/10/13	2369	
Contingentement de la commercialisation des poulets — Règlement modifiant le Règlement canadien..... Offices des produits agricoles (Loi)	DORS/2013-185	21/10/13	2345	
Décret C. P. 1999-472 et chargeant le ministre de l'Industrie de l'application de la loi — Décret abrogeant..... Financement des petites entreprises du Canada (Loi)	TR/2013-114	06/11/13	2444	
Décret fixant au 1 ^{er} novembre 2013 la date d'entrée en vigueur de la loi..... Règlement des différends internationaux relatifs aux investissements (Loi)	TR/2013-115	06/11/13	2445	n
Décret fixant au 25 novembre 2013 la date d'entrée en vigueur de certaines dispositions de la loi..... Loi sur l'emploi, la croissance et la prospérité durable	TR/2013-116	06/11/13	2446	
Décret fixant au 30 octobre 2013 la date d'entrée en vigueur de la section 11 de la partie 4 de la loi..... Emploi et la croissance (Loi de 2012)	TR/2013-117	06/11/13	2447	
Demandes d'autorisation visées à l'alinéa 35(2)b) de la Loi sur les pêches — Règlement..... Pêches (Loi)	DORS/2013-191	25/10/13	2427	n
Désignation des responsables d'institutions fédérales (Loi sur l'accès à l'information) — Décret modifiant le Décret..... Accès à l'information (Loi)	TR/2013-118	06/11/13	2448	
Désignation des responsables d'institutions fédérales (Loi sur la protection des renseignements personnels) — Décret modifiant le Décret..... Protection des renseignements personnels (Loi)	TR/2013-119	06/11/13	2449	
Méthode d'allocation de quotas (bœuf et veau) — Arrêté modifiant l'Arrêté..... Licences d'exportation et d'importation (Loi)	DORS/2013-184	21/10/13	2340	
Redevances à payer pour la recherche, le développement des marchés et la promotion des bovins de boucherie — Ordonnance modifiant l'Ordonnance... Offices des produits agricoles (Loi)	DORS/2013-192	28/10/13	2442	
Substances toxiques à l'annexe 1 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) — Décret d'inscription..... Protection de l'environnement (Loi canadienne) (1999)	DORS/2013-188	25/10/13	2411	



If undelivered, return COVER ONLY to:
Publishing and Depository Services
Public Works and Government Services
Canada
Ottawa, Canada K1A 0S5

*En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à :*
Les Éditions et Services de dépôt
Travaux publics et Services gouvernementaux
Canada
Ottawa, Canada K1A 0S5