

Regulations Amending the National Energy Board Cost Recovery Regulations

Statutory Authority

National Energy Board Act

Sponsoring Agency

National Energy Board

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

Description

These amendments contain several significant changes to the *National Energy Board Cost Recovery Regulations*.

Firstly, the amendments require smaller pipeline companies known as Group 2 companies to file with the National Energy Board (NEB) information prepared within the last two years showing the companies' cost of service, or an estimate of the current years cost of service.

Secondly, these amendments create new categories known as "small electricity exporters" and "border accommodation exporters". Persons within the small electricity exporter category will be required to pay a yearly fee of \$500.00 while border accommodation exporters will pay a one time fee of \$500.00. Large electricity exporters will now pay a minimum charge of \$500.00 per annum.

Thirdly, these regulations incorporate a rolling average methodology for the calculation of cost recovery charges applicable to large electricity exporters.

These amendments also make changes to the definitions in the Regulations in order to create categories of companies to ensure a more consistent application of these Regulations.

The aggregate costs of the Board are also lowered from 100 percent to 95 percent to reflect a fairer method of estimating the actual cost of operating the Board.

Alternatives

The Board considered adopting a structure differentiating small Group 2 pipelines from intermediate Group 2 pipelines based on the gross value of plant in service. However, adoption of that option would require retention of the historic cost of facilities by the NEB contrary to the Board's intention of relieving small and intermediate companies from many regulatory reporting requirements. Accordingly, the Board did not adopt that alternative.

As an alternative to not creating the categories of small electricity exporter or border accommodation exporter, the Board considered retention of the status quo. Under the current

Règlement modifiant le Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie

Fondement législatif

Loi sur l'Office national de l'énergie

Organisme responsable

Office national de l'énergie

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

Description

Plusieurs modifications importantes sont apportées au *Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie* par le présent texte.

Premièrement, ces modifications exigent que les petites compagnies pipelinières, désignées compagnies du groupe 2, fournissent à l'Office national de l'énergie (l'Office) des renseignements sur leur coût du service établis dans les deux dernières années, sinon une estimation de leur coût du service pour l'année courante.

Deuxièmement, ces modifications créent de nouvelles catégories, soit « exportateurs d'électricité de faible importance » et « exportateurs d'électricité pour le service frontalier ». Les premiers seront tenus de payer une redevance annuelle de 500 \$, tandis que les autres devront payer une redevance unique de 500 \$. Les exportateurs d'électricité de grande importance paieront désormais une redevance annuelle minimale de 500 \$.

Troisièmement, les présentes dispositions réglementaires introduisent, en ce qui concerne les grandes compagnies exportatrices d'électricité, une méthode de calcul des redevances au titre du recouvrement des frais fondée sur une moyenne mobile.

Les définitions sont aussi modifiées. Des catégories de compagnies sont établies de façon à rendre l'application du Règlement plus uniforme.

En outre, le total des frais de l'Office passe de 100 p. 100 à 95 p. 100, ce qui représente une méthode plus juste de calcul du coût réel de fonctionnement de l'Office.

Solutions envisagées

L'Office a examiné l'opportunité d'adopter, pour les petites compagnies pipelinières du groupe 2 et les compagnies moyennes du même groupe, des structures différentes qui auraient tenu compte de la valeur brute des installations en service. Toutefois, cette solution aurait obligé l'Office à conserver des données sur le coût originel des installations, alors qu'il entend au contraire décharger les petites et moyennes compagnies de nombre des obligations de rendre compte que leur impose la réglementation. En conséquence, l'Office a écarté cette solution.

L'Office a envisagé, au lieu de créer les catégories des exportateurs d'électricité de faible importance et des exportateurs d'électricité pour le service frontalier, de s'en tenir au statu quo. Sous le

Regulations, border accommodation and small electricity exporters are exempt from contributing to the costs of operation of the Board, although they derive a benefit from its services. Retention of the status quo was deemed to be inequitable to other electricity exporters and, generally, to persons who must contribute to the cost of operation of the Board.

Furthermore, cost recovery is a necessary part of the responsible fiscal framework. It is anticipated that more small electricity exporters will be issued permits in the future because of the restructuring of electricity markets in the United States of America. Accordingly, the Board rejected the status quo.

Benefits and Costs

Small electricity exporters will incur an increase in costs in the amount of \$500.00 per year and border accommodation exporters will be required to pay a one time fee of \$500.00. However, the current business environment for small electricity exporters indicates that this may be a growth area for Canadian business, in which case the costs should be absorbed. Furthermore, the current structure, which exempts small electricity exporters and border accommodation exporters from paying any amount towards the cost of operation of the Board, was deemed to be inequitable.

A small benefit will be obtained by other entities subject to cost recovery by the inclusion of small electricity exporters and border accommodation exporters into the recovery base. Based on present data, \$10,000.00 would be recovered from small electricity exporters annually. There are approximately 18 or more electricity entities that could have been billed as small companies, however, they are not listed in the current Regulations.

Under the current legislation, there are seven large and two intermediate electricity exporters charged annually. Also an annual fee of \$500.00 is paid by 50 small oil and gas companies, but not the small electricity exporters.

Service Standards

The NEB embarked upon a major transformation in late 1996. Effective April 1, 1997, the Board changed from ten functional branches to a responsive organization of five results-focused business units. To focus on effectively delivering results and improve cost effectiveness, one of the key commitments of the new organization is to implement a new performance management framework which will support improved accountabilities. Through our industry consultative process, the stakeholders are aware of this transformation and of our efforts to enhance our services which they are already fully satisfied with. Even though this satisfaction has been regularly mentioned during Cost Recovery Liaison Committee meetings (CRLC), the NEB will continue to look for new ways of doing business, to maintain and enhance the quality, cost and timeliness of our regulatory services.

Consultation

The Board has a well-developed consultation process with users who are subject to cost recovery through a joint NEB-industry committee, namely, Cost Recovery Liaison Committee

régime du règlement actuel, les exportateurs d'électricité pour le service frontalier et les exportateurs d'électricité de faible importance sont dispensés de contribuer aux frais de fonctionnement de l'Office, bien qu'ils profitent de ses services. Le statu quo a été considéré comme inéquitable pour les autres exportateurs d'électricité et, en général, pour toutes les personnes qui doivent contribuer au coût de fonctionnement de l'Office.

De plus, le recouvrement des frais est un élément nécessaire d'un régime fiscal responsable. À l'avenir, un plus grand nombre de permis seront vraisemblablement délivrés à de petits exportateurs d'électricité en raison de la restructuration des marchés de l'électricité aux États-Unis. En conséquence, l'Office a rejeté l'option du statu quo.

Avantages et coûts

Les petits exportateurs d'électricité subiront une augmentation de coût de 500 \$ par année, et les exportateurs d'électricité pour le service frontalier devront payer une redevance unique de 500 \$. Toutefois, le contexte dans lequel évoluent les petites compagnies exportatrices d'électricité à l'heure actuelle laisse entrevoir des perspectives de croissance pour les entreprises canadiennes, ce qui leur permettrait d'assumer les coûts. En outre, la structure actuelle, qui dispense les petits exportateurs d'électricité et les exportateurs d'électricité pour le service frontalier de payer toute redevance au titre des frais de fonctionnement de l'Office, a été jugée inéquitable.

Les autres entreprises soumises au régime de recouvrement des frais retireront un léger avantage du fait que l'assiette sera élargie aux exportateurs d'électricité de faible importance ou d'électricité pour le service frontalier. Selon les données actuelles, l'Office pourrait recouvrer 10 000 \$ par année des petites compagnies exportatrices d'électricité. On dénombre 18 entités ou plus susceptibles d'être classées comme de petites compagnies exportatrices d'électricité, mais celles-ci ne figurent pas dans le règlement actuel.

Suivant la législation en vigueur, sept exportateurs d'électricité de grande importance et deux d'importance moyenne sont tenus d'acquitter une redevance annuelle. En outre, 50 compagnies de faible importance exploitant un gazoduc ou un oléoduc doivent payer une redevance annuelle de 500 \$, tandis que les petits exportateurs d'électricité en sont dispensés.

Normes de service

L'Office a entrepris à la fin de 1996 un projet de transformation de grande envergure. Depuis le 1^{er} avril 1997, il est passé d'une structure comportant dix directions fonctionnelles à un modèle d'organisation souple, articulé autour de cinq secteurs d'activité axés sur les résultats. Pour se concentrer sur la prestation efficace des services et améliorer sa rentabilité, la nouvelle organisation a décidé, entre autres engagements clés, de mettre en place un nouveau cadre de gestion du rendement qui conduira à une responsabilisation accrue. Grâce à la démarche de concertation que nous avons adoptée à l'endroit de l'industrie, les intervenants sont bien au courant de la transformation opérée et des efforts que nous déployons pour améliorer la qualité de nos services, même s'ils en sont déjà satisfaits. La satisfaction des intervenants a maintes fois été réitérée au cours des réunions du Comité de liaison sur le recouvrement des frais (CLRF), mais l'Office continue néanmoins de chercher de nouvelles façons de mener ses activités ainsi que de maintenir et d'accroître la qualité, le caractère économique et l'opportunité des services qu'il offre en matière de réglementation.

Consultations

Par le truchement de son comité consultatif mixte ONÉ-industrie, soit le Comité de liaison sur le recouvrement des frais (CLRF), l'Office a mis en place un excellent processus de

(CRLC). Established in 1989, this committee meets formally twice a year, and informally for meetings, presentations and hearings as required to discuss cost recovery issues. Stakeholders are widely represented, including industrial associations, interested parties as well as the regulated companies.

In respect of the proposed amendment, copies were distributed at the December 13, 1995 CRLC meeting and those present were briefed. First response from attending members was positive as it appeared that their past concerns had been addressed. The representatives agreed to complete a review of the amendments and provide written feedback by January 15, 1996, if there were any concerns. Follow up with telephone calls were made in January of 1996. No submissions were received. These results were reported at the July 22, 1996 CRLC meeting, and the cost recovery amendment as presented to them was sent to Justice Canada in February 1996. A status report was also made at the CRLC meeting on April 16, 1997.

Compliance and Enforcement

The amounts subject to cost recovery are a debt due to Her Majesty the Queen and may be recovered in any court of competent jurisdiction. No additional resources will be required by the NEB to ensure compliance and enforcement.

Contact

Mr. John Hagan, Acting Manager, Finance, Corporate Services Business Unit, National Energy Board, 311 Sixth Avenue SW, Calgary, Alberta T2P 3H2, (403) 299-3918 (Telephone), (403) 292-5503 (Facsimile).

consultation avec les usagers de ses services. Établi en 1989, le Comité se réunit officiellement deux fois par année, mais aussi participe de façon informelle à des rencontres, des exposés et des audiences, selon les besoins, pour discuter de questions touchant le recouvrement des frais. Les intervenants sont bien représentés au sein du Comité, qui comprend des représentants des associations de l'industrie, des parties intéressées et des compagnies réglementées.

Des copies des modifications proposées ont été distribuées lors de la réunion du 13 décembre 1995 du CLRF, et les membres présents ont assisté à un exposé sur la question. Leur première réaction a été positive, car les modifications apportaient, semble-t-il, une réponse à des préoccupations qu'ils avaient soulevées par le passé. Les représentants ont convenu de passer les modifications en revue et, si elles suscitaient des préoccupations, d'en faire part à l'Office par écrit au plus tard le 15 janvier 1996. Un suivi téléphonique a été effectué en janvier 1996. Aucun mémoire n'a été reçu. Le CLRF a été informé de la situation au cours de sa réunion du 22 juillet 1996, et les modifications au Règlement, telles qu'elles ont été présentées au CLRF, ont été acheminées à Justice Canada en février 1996. Un rapport provisoire a également été présenté au CLRF durant sa réunion du 16 avril 1997.

Respect et exécution

Les redevances à payer au titre du recouvrement des frais constituent des créances envers Sa Majesté du chef du Canada et leur recouvrement peut être effectué par l'intermédiaire de tout tribunal compétent. L'Office n'aura pas besoin de ressources supplémentaires pour veiller à l'observation et à l'application des dispositions.

Personne-ressource

Monsieur John Hagan, Gestionnaire intérimaire, Finances, Secteur des services généraux, Office national de l'énergie, 311, Sixième Avenue Sud-Ouest, Calgary (Alberta) T2P 3H2, (403) 299-3918 (téléphone), (403) 292-5503 (télécopieur).

PROPOSED REGULATORY TEXT

Notice is hereby given that the National Energy Board proposes, pursuant to section 24.1(1)^a of the *National Energy Board Act*, to amend the *National Energy Board Cost Recovery Regulations*^b, in accordance with the schedule hereto.

Interested persons may make representations concerning the proposed amendments to Mr. John Hagan, Acting Manager, Finance, Corporate Services Business Unit, National Energy Board, 311 Sixth Avenue SW, Calgary, Alberta T2P 3H2, within 30 days after the date of publication of this notice. All such representations should cite the *Canada Gazette*, Part I, and the date of publication of this notice.

NATIONAL ENERGY BOARD
R. PRIDDLE
Chairman

PROJET DE RÉGLEMENTATION

Avis est par les présentes donné que l'Office national de l'énergie, en vertu de l'article 24.1(1)^a de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, se propose de modifier le *Règlement sur le recouvrement des frais*^b conformément à l'annexe ci-après.

Les intéressés peuvent présenter leurs observations au sujet du projet de modification dans les 30 jours suivant la publication du présent avis à M. John Hagan, Gestionnaire intérimaire des finances, Secteur des services généraux, Office national de l'énergie, 311, Sixième Avenue Sud-Ouest, Calgary (Alberta) T2P 3H2. Ils sont priés d'y citer la Partie I de la *Gazette du Canada* ainsi que la date de publication du présent avis.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
Le président
R. PRIDDLE

^a S.C., 1990, c. 7, s. 13

^b SOR/91-7, 1991 *Canada Gazette* Part II, p. 15

^a L.C. (1990), ch. 7, art. 13

^b DORS/91-7, *Gazette du Canada* Partie II, p. 15

REGULATIONS AMENDING THE NATIONAL ENERGY BOARD COST RECOVERY REGULATIONS

AMENDMENTS

1. Section 2 of the *National Energy Board Cost Recovery Regulations*¹ is amended by adding the following in alphabetical order:

“border accommodation electricity exporter” means a person who transfers power or energy for the purpose of providing electricity to

(a) a person in the United States who lacks ready access to services from a power system in that country,

(b) a work that is located in part in Canada and in part in the United States, or

(c) a person in the United States who has lost service from a power system in that country as a result of an emergency; (*exportateur d'électricité offrant un service frontalier*)

“border accommodation pipeline” means a pipeline, constructed for the transportation of natural gas across a border, that

(a) has an outside diameter of less than 100 mm,

(b) carries gas at pressures of not more than 700 kPa, and

(c) has a capacity of less than 500 m³ per day; (*pipeline destiné à un service frontalier*)

“cost of service” means the total cost of providing service, including operating and maintenance expenses, depreciation, amortization, taxes and return on rate base; (*coût de service*)

“equichange transfer” means an interchange of equal quantities of power or energy within a stated period; (*transfert d'équivalents*)

“fiscal year”, in respect of a company regulated by the Board, means the regular fiscal year of the company; (*exercice*)

“intermediate electricity exporter” means a person authorized to export, in any period of 12 consecutive months, a quantity of energy not less than 50,000 megawatt hours but less than 250,000 megawatt hours; (*exportateur d'électricité de moyenne importance*)

“intermediate gas pipeline company” means a company operating a gas pipeline whose annual cost of service in respect of that pipeline is not less than \$1,000,000 but less than \$10,000,000; (*compagnie de gazoduc de moyenne importance*)

“intermediate oil pipeline company” means a company operating an oil pipeline whose annual cost of service in respect of that pipeline is not less than \$1,000,000 but less than \$10,000,000; (*compagnie d'oléoduc de moyenne importance*)

“large electricity exporter” means a person authorized to export, in any period of 12 consecutive months, a quantity of energy not less than 250,000 megawatt hours; (*exportateur d'électricité de grande importance*)

“large gas pipeline company” means a company operating a gas pipeline whose annual cost of service in respect of that pipeline is not less than \$10,000,000; (*compagnie de gazoduc de grande importance*)

“large oil pipeline company” means a company operating an oil pipeline whose annual cost of service in respect of that pipeline is not less than \$10,000,000; (*compagnie d'oléoduc de grande importance*)

“program costs” means the costs that are attributable to an activity for the achievement of an objective of the Board in relation to its responsibilities under the Act or any other Act of Parliament; (*coût du programme*)

RÈGLEMENT MODIFIANT LE RÈGLEMENT SUR LE RECOUVREMENT DES FRAIS DE L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

MODIFICATIONS

1. L'article 2 du *Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie*¹ est modifié par adjonction, selon l'ordre alphabétique, de ce qui suit :

« année » Année civile. (*year*)

« compagnie de gazoduc de faible importance » Compagnie exploitant un gazoduc dont le coût de service annuel relatif au gazoduc est inférieur à 1 000 000 \$, à l'exclusion d'une compagnie autorisée uniquement à exploiter un pipeline destiné à un service frontalier. (*small gas pipeline company*)

« compagnie de gazoduc de grande importance » Compagnie exploitant un gazoduc dont le coût de service annuel relatif au gazoduc est égal ou supérieur à 10 000 000 \$. (*large gas pipeline company*)

« compagnie de gazoduc de moyenne importance » Compagnie exploitant un gazoduc dont le coût de service annuel relatif au gazoduc est égal ou supérieur à 1 000 000 \$ et inférieur à 10 000 000 \$. (*intermediate gas pipeline company*)

« compagnie d'oléoduc de faible importance » Compagnie exploitant un oléoduc dont le coût de service annuel relatif à l'oléoduc est inférieur à 1 000 000 \$. (*small oil pipeline company*)

« compagnie d'oléoduc de grande importance » Compagnie exploitant un oléoduc dont le coût de service annuel relatif à l'oléoduc est égal ou supérieur à 10 000 000 \$. (*large oil pipeline company*)

« compagnie d'oléoduc de moyenne importance » Compagnie exploitant un oléoduc dont le coût de service annuel relatif à l'oléoduc est égal ou supérieur à 1 000 000 \$ et inférieur à 10 000 000 \$. (*intermediate oil pipeline company*)

« coût de service » Coût total de la prestation du service, y compris les frais d'exploitation et d'entretien, la dépréciation, l'amortissement, l'impôt et le rendement de la base tarifaire. (*cost of service*)

« coût du programme » Coût imputable à une activité menée en vue de la réalisation d'un objectif de l'Office lié à l'exercice de ses attributions dans le cadre de la Loi et de toute autre loi fédérale. (*program costs*)

« exercice » Dans le cas d'une compagnie réglementée par l'Office, s'entend de son exercice habituel. (*fiscal year*)

« exportateur d'électricité de faible importance » Personne autorisée à exporter, pendant 12 mois consécutifs, une quantité d'énergie inférieure à 50 000 mégawatts-heures, sauf une personne autorisée uniquement à faire des transferts en vue d'un service frontalier. (*small electricity exporter*)

« exportateur d'électricité de grande importance » Personne autorisée à exporter, pendant 12 mois consécutifs, une quantité d'énergie égale ou supérieure à 250 000 mégawatts-heures. (*large electricity exporter*)

« exportateur d'électricité de moyenne importance » Personne autorisée à exporter, pendant 12 mois consécutifs, une quantité d'énergie égale ou supérieure à 50 000 mégawatts-heures et inférieure à 250 000 mégawatts-heures. (*intermediate electricity exporter*)

« exportateur d'électricité offrant un service frontalier » Personne qui transfère de la puissance ou de l'énergie pour l'alimentation en électricité :

¹ SOR/91-7

¹ DORS/91-7

“sale transfer” means a transfer of power or energy under a contract of sale; (*transfert relatif à la vente*)

“small electricity exporter” means a person authorized to export, in any period of 12 consecutive months, a quantity of energy less than 50,000 megawatt hours, other than a person authorized only to make border accommodation transfers; (*exportateur d'électricité de faible importance*)

“small gas pipeline company” means a company operating a gas pipeline whose annual cost of service in respect of that pipeline is less than \$1,000,000, other than a company authorized only to operate a border accommodation pipeline; (*compagnie de gazoduc de faible importance*)

“small oil pipeline company” means a company operating an oil pipeline whose annual cost of service in respect of that pipeline is less than \$1,000,000; (*compagnie d'oléoduc de faible importance*)

“year” means a calendar year. (*année*)

2. Paragraphs 3(a) to (c) of the Regulations are replaced by the following:

- (a) each company operating an oil pipeline;
- (b) each company operating a gas pipeline; and
- (c) each person or company that is an exporter of electricity.

3. Sections 4 and 5 of the Regulations are replaced by the following:

4. (1) Each large oil pipeline company shall, every year, pay to the Board a cost recovery charge calculated in the manner set out in subsection 14(1).

(2) Each large gas pipeline company shall, every year, pay to the Board a cost recovery charge calculated in the manner set out in subsection 14(2).

(3) Each large electricity exporter shall, every year, pay to the Board a cost recovery charge calculated in the manner set out in subsection 14(3).

5. (1) Subject to subsection (5), each intermediate oil pipeline company, intermediate gas pipeline company and intermediate electricity exporter shall, every year, pay to the Board an administration fee of \$10,000.

(2) Subject to subsection (5), each small oil pipeline company, small gas pipeline company and small electricity exporter shall, every year, pay to the Board an administration fee of \$500.

(3) An administration fee of \$500 is payable by a border accommodation electricity exporter to the Board for the issuance of a permit or licence authorizing a border accommodation transfer.

(4) An administration fee of \$500 is payable to the Board for the issuance of a certificate or order authorizing the construction or operation, or both, of a border accommodation pipeline.

(5) Where a certificate, permit, licence or order is issued after June 30 of any year, no administration fee is payable pursuant to subsection (1) or (2) for the year of issuance.

a) soit d'une personne des États-Unis qui n'a pas accès de façon immédiate aux services d'un réseau d'électricité dans ce pays;

b) soit d'un ouvrage situé en partie au Canada et en partie aux États-Unis;

c) soit d'une personne des États-Unis qui, en raison d'une situation d'urgence, ne reçoit plus les services d'un réseau d'électricité dans ce pays. (*border accommodation electricity exporter*)

« pipeline destiné à un service frontalier » Gazoduc :

a) dont le diamètre extérieur est inférieur à 100 mm;

b) qui transporte au-delà des frontières du gaz naturel à des pressions égales ou inférieures à 700 kPa;

c) dont la capacité est inférieure à 500 m³ par jour. (*border accommodation pipeline*)

« transfert d'équivalents » Échange de quantités égales de puissance ou d'énergie au cours d'une période déterminée. (*equi-change transfer*)

« transfert relatif à la vente » Transfert de puissance ou d'énergie aux termes d'un contrat de vente. (*sale transfer*)

2. Les alinéas 3a) à c) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

- a) aux compagnies exploitant un oléoduc;
- b) aux compagnies exploitant un gazoduc;
- c) aux personnes et compagnies exportant de l'électricité.

3. Les articles 4 et 5 du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

4. (1) Les compagnies d'oléoducs de grande importance paient annuellement à l'Office, au titre du recouvrement des frais, les droits calculés conformément au paragraphe 14(1).

(2) Les compagnies de gazoducs de grande importance paient annuellement à l'Office, au titre du recouvrement des frais, les droits calculés conformément au paragraphe 14(2).

(3) Les exportateurs d'électricité de grande importance paient annuellement à l'Office, au titre du recouvrement des frais, les droits calculés conformément au paragraphe 14(3).

5. (1) Sous réserve du paragraphe (5), les compagnies d'oléoducs de moyenne importance, les compagnies de gazoducs de moyenne importance et les exportateurs d'électricité de moyenne importance paient annuellement à l'Office, au titre des frais administratifs, une redevance de 10 000 \$.

(2) Sous réserve du paragraphe (5), les compagnies d'oléoducs de faible importance, les compagnies de gazoducs de faible importance et les exportateurs d'électricité de faible importance paient annuellement à l'Office, au titre des frais administratifs, une redevance de 500 \$.

(3) Une redevance de 500 \$, au titre des frais administratifs, est payable à l'Office par l'exportateur d'électricité offrant un service frontalier pour la délivrance d'un permis ou d'une licence autorisant un transfert en vue d'un service frontalier.

(4) Une redevance de 500 \$, au titre des frais administratifs, est payable à l'Office pour la délivrance d'un certificat ou d'une ordonnance autorisant la construction ou l'exploitation d'un pipeline destiné à un service frontalier, ou ces deux activités.

(5) Dans le cas d'un certificat, d'un permis, d'une licence ou d'une ordonnance délivré après le 30 juin d'une année, aucune redevance au titre de frais administratifs n'est payable aux termes des paragraphes (1) ou (2) pour l'année de délivrance.

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

6. For the purposes of calculating cost recovery charges in accordance with these Regulations, the total costs attributable for a year to the responsibilities of the Board under the Act or any other Act of Parliament are 95 per cent of the aggregate of

5. Section 8 of the Regulations is replaced by the following:

8. The Board shall, in every year, adjust the total costs determined in accordance with section 6 by

(a) deducting therefrom the amount calculated under paragraph 7(a), if any, or by adding thereto the amount calculated under paragraph 7(b), if any; and

(b) deducting therefrom any costs that are recovered under any other Act of Parliament.

6. The heading before section 10 and sections 10 and 11 of the Regulations are replaced by the following:

FORECASTS OF DELIVERIES AND EXPORTS AND
COST OF SERVICE EVALUATIONS

10. (1) On or before August 31 in every year,

(a) each large oil pipeline company and large gas pipeline company shall provide the Board with a forecast of deliveries, in cubic metres, for the following year; and

(b) each large electricity exporter shall provide the Board with a forecast of its firm and interruptible sale transfers and exchange transfers of electricity, in megawatt hours, for the following year.

(2) An intermediate oil pipeline company, intermediate gas pipeline company, small oil pipeline company or small gas pipeline company shall, at the Board's request, provide the Board with

(a) an estimate of the cost of service for the operations of the company that are subject to the jurisdiction of the Board, for the company's current fiscal year; or

(b) the actual cost of service for the operations of the company that are subject to the jurisdiction of the Board, for the company's two preceding fiscal years.

(3) Where a company provides information to the Board pursuant to paragraph (2)(b), the Board may require the company to certify that information by statutory declaration.

NOTIFICATION

11. On or before September 30 in every year, the Board shall notify each large oil pipeline company, large gas pipeline company and large electricity exporter of the cost recovery charge to be paid by that company or exporter during the following year.

7. Sections 13 to 21 of the Regulations are replaced by the following:

13. (1) The Board shall, annually, determine the total amount of costs to be recovered for the following year from large oil pipeline companies by multiplying the percentage determined under paragraph 12(1)(a) by the total costs determined in accordance with section 6 and adjusted in accordance with section 8 for that year and by deducting therefrom the total amount of fees to be paid during that year pursuant to section 5 by intermediate oil pipeline companies and small oil pipeline companies.

4. Le passage de l'article 6 du même règlement précédant l'alinéa a) est remplacé par ce qui suit :

6. Aux fins du calcul des droits exigibles au titre du recouvrement des frais aux termes du présent règlement, le total des frais afférents à l'exercice des attributions de l'Office dans le cadre de la Loi et de toute autre loi fédérale est égal, pour chaque année, à 95 pour cent du total :

5. L'article 8 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

8. Chaque année, l'Office rajuste le total des frais établi aux termes de l'article 6 :

a) en soustrayant l'excédent calculé conformément à l'alinéa 7a) ou en y ajoutant l'excédent calculé conformément à l'alinéa 7b), selon le cas;

b) en soustrayant les frais recouverts sous le régime d'autres lois fédérales.

6. L'intertitre précédant l'article 10 et les articles 10 et 11 du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

PRÉVISIONS DES LIVRAISONS ET DES EXPORTATIONS ET
ÉVALUATIONS DU COÛT DE SERVICE

10. (1) Au plus tard le 31 août de chaque année :

a) les compagnies d'oléoducs de grande importance et les compagnies de gazoducs de grande importance fournissent à l'Office les prévisions de leurs livraisons, en mètres cubes, pour l'année suivante;

b) les exportateurs d'électricité de grande importance fournissent à l'Office les prévisions de leurs transferts relatifs à la vente et de leurs transferts d'équivalents d'électricité garantie et interruptible, en mégawatts-heures, pour l'année suivante.

(2) Toute compagnie d'oléoduc de moyenne importance, toute compagnie de gazoduc de moyenne importance, toute compagnie d'oléoduc de faible importance ou toute compagnie de gazoduc de faible importance doit, à la demande de l'Office, fournir à celui-ci :

a) soit une estimation du coût de service afférent aux opérations assujetties à la compétence de l'Office pour son exercice courant;

b) soit le coût de service réel afférent aux opérations assujetties à la compétence de l'Office pour ses deux exercices précédents.

(3) L'Office peut demander à la compagnie qui lui fournit les renseignements visés à l'alinéa (2)b) de les attester par déclaration solennelle.

AVIS

11. Au plus tard le 30 septembre de chaque année, l'Office avise les compagnies d'oléoducs de grande importance, les compagnies de gazoducs de grande importance et les exportateurs d'électricité de grande importance des droits, au titre du recouvrement des frais, payables pour l'année suivante.

7. Les articles 13 à 21 du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

13. (1) L'Office calcule annuellement le montant total des frais à recouvrer, pour l'année suivante, auprès des compagnies d'oléoducs de grande importance en multipliant le pourcentage calculé conformément à l'alinéa 12(1)a) par le total des frais établi aux termes de l'article 6 et rajusté conformément à l'article 8 pour cette année et en soustrayant de ce produit le montant total des redevances payables pour cette année selon l'article 5 par les compagnies d'oléoducs de moyenne importance et les compagnies d'oléoducs de faible importance.

(2) The Board shall, annually, determine the total amount of costs to be recovered for the following year from large gas pipeline companies by multiplying the percentage determined under paragraph 12(1)(b) by the total costs determined in accordance with section 6 and adjusted in accordance with section 8 for that year and by deducting therefrom the total amount of fees to be paid during that year pursuant to section 5 by intermediate gas pipeline companies and small gas pipeline companies and companies operating border accommodation pipelines.

(3) The Board shall, annually, determine the total amount of costs to be recovered for the following year from large electricity exporters by multiplying the percentage determined under paragraph 12(1)(c) by the total costs determined in accordance with section 6 and adjusted in accordance with section 8 for that year and by deducting therefrom the total amount of fees to be paid during that year pursuant to section 5 by intermediate electricity exporters, small electricity exporters and border accommodation electricity exporters.

CALCULATION OF COST RECOVERY CHARGES

14. (1) The cost recovery charge payable by a large oil pipeline company is equal to the amount determined by the formula

$$A \times B/C$$

where

- A is the total amount of costs determined in accordance with subsection 13(1);
- B is the forecast of deliveries, in cubic metres, of that company for the following year provided to the Board pursuant to paragraph 10(1)(a); and
- C is the aggregate of the forecasts of deliveries, in cubic metres, for the following year, of all the large oil pipeline companies, provided to the Board pursuant to paragraph 10(1)(a).

(2) The cost recovery charge payable by a large gas pipeline company is equal to the amount determined by the formula

$$A \times B/C$$

where

- A is the total amount of costs determined in accordance with subsection 13(2);
- B is the forecast of deliveries, in cubic metres, of that company for the following year provided to the Board pursuant to paragraph 10(1)(a); and
- C is the aggregate of the forecasts of deliveries, in cubic metres, for the following year, of all the large gas pipeline companies, provided to the Board pursuant to paragraph 10(1)(a).

(3) The cost recovery charge payable by a large electricity exporter is the greater of \$500 and the amount determined by the formula

$$A \times (B + C)/(D + E)$$

where

- A is the total amount of costs determined in accordance with subsection 13(3);
- B is the aggregate of the actual or estimated firm and interruptible sale transfers and equichange transfers of electricity as determined by the Board from its export database, in

(2) L'Office calcule annuellement le montant total des frais à recouvrer, pour l'année suivante, auprès des compagnies de gazoducs de grande importance en multipliant le pourcentage calculé conformément à l'alinéa 12(1)(b) par le total des frais établi aux termes de l'article 6 et rajusté conformément à l'article 8 pour cette année et en soustrayant de ce produit le montant total des redevances payables pour cette année selon l'article 5 par les compagnies de gazoducs de moyenne importance, les compagnies de gazoducs de faible importance et les compagnies exploitant un pipeline destiné à un service frontalier.

(3) L'Office calcule annuellement le montant total des frais à recouvrer, pour l'année suivante, auprès des exportateurs d'électricité de grande importance en multipliant le pourcentage calculé conformément à l'alinéa 12(1)(c) par le total des frais établi aux termes de l'article 6 et rajusté conformément à l'article 8 pour cette année et en soustrayant de ce produit le montant total des redevances payables pour cette année selon l'article 5 par les exportateurs d'électricité de moyenne importance, les exportateurs d'électricité de faible importance et les exportateurs d'électricité offrant un service frontalier.

CALCUL DES DROITS AU TITRE DU RECouvreMENT DES FRAIS

14. (1) Les droits payables, au titre du recouvrement des frais, par une compagnie d'oléoduc de grande importance sont calculés selon la formule suivante :

$$A \times B/C$$

où :

- A représente le montant total des frais calculé selon le paragraphe 13(1);
- B la prévision des livraisons, en mètres cubes, de la compagnie pour l'année suivante, fournie à l'Office conformément à l'alinéa 10(1)(a);
- C l'ensemble des prévisions des livraisons, en mètres cubes, pour l'année suivante, de toutes les compagnies d'oléoducs de grande importance, fournies à l'Office conformément à l'alinéa 10(1)(a).

(2) Les droits payables, au titre du recouvrement des frais, par une compagnie de gazoduc de grande importance sont calculés selon la formule suivante :

$$A \times B/C$$

où :

- A représente le montant total des frais calculé selon le paragraphe 13(2);
- B la prévision des livraisons, en mètres cubes, de la compagnie pour l'année suivante, fournie à l'Office conformément à l'alinéa 10(1)(a);
- C l'ensemble des prévisions des livraisons, en mètres cubes, pour l'année suivante, de toutes les compagnies de gazoducs de grande importance, fournies à l'Office conformément à l'alinéa 10(1)(a).

(3) Les droits payables, au titre du recouvrement des frais, par un exportateur d'électricité de grande importance correspondent au plus élevé de 500 \$ ou du montant calculé selon la formule suivante :

$$A \times (B + C)/(D + E)$$

où :

- A représente le montant total des frais calculé selon le paragraphe 13(3);
- B la somme des transferts relatifs à la vente et des transferts d'équivalents d'électricité garantie et interruptible, réels ou

- megawatt hours, of that exporter for the current year and the two preceding years;
- C is the forecast, in megawatt hours, of the firm and interruptible sale transfer of electricity of that exporter for the year following the current year provided to the Board pursuant to paragraph 10(1)(b);
- D is the aggregate of the actual or estimated firm and interruptible sale transfers and equichange transfers of electricity as determined by the Board from its export database, in megawatt hours, of all the large electricity exporters for the current year and the two preceding years; and
- E is the aggregate of the forecasts, in megawatt hours, of the firm and interruptible sale transfers of electricity of all the large electricity exporters for the year following the current year, provided to the Board pursuant to paragraph 10(1)(b).

(4) For the purpose of calculating the actual firm and interruptible sale transfers and equichange transfers referred to in the descriptions of B and D in subsection (3), any exports of firm or interruptible energy that are made pursuant to an equichange export contract shall be adjusted from time to time by the Board, by subtracting the quantity of energy imported into Canada from the quantity of energy exported from Canada pursuant to that contract.

ANNUAL ADJUSTMENT

15. On or before August 31 in every year, the Board shall determine, for the preceding year, the actual deliveries, in cubic metres, of each large oil pipeline company and each large gas pipeline company and the actual firm and interruptible export sales of electricity, in megawatt hours, of each large electricity exporter.

16. On or before September 30 in every year, the Board shall determine, for the preceding year,

- (a) the revised total amount of costs recoverable from all large oil pipeline companies, by multiplying the percentage determined under paragraph 12(1)(a) for the current year by the total costs determined in accordance with section 6 and adjusted in accordance with section 8 for that preceding year;
- (b) the revised total amount of costs recoverable from all large gas pipeline companies, by multiplying the percentage determined under paragraph 12(1)(b) for the current year by the total costs determined in accordance with section 6 and adjusted in accordance with section 8 for that preceding year; and
- (c) the revised total amount of costs recoverable from all large electricity exporters, by multiplying the percentage determined under paragraph 12(1)(c) for the current year by the total costs determined in accordance with section 6 and adjusted in accordance with section 8 for that preceding year.

17. (1) On or before September 30 in every year, the Board shall, for the purpose of adjusting the cost recovery charge for each large oil pipeline company, large gas pipeline company and large electricity exporter, calculate a revised cost recovery charge for each of those companies or exporters for the preceding year.

estimatifs, en mégawatts-heures, de cet exportateur pour l'année courante et les deux années précédentes, déterminés par l'Office selon sa base de données relatives aux exportations;

C les prévisions des transferts relatifs à la vente d'électricité garantie et interruptible, en mégawatts-heures, de cet exportateur pour l'année suivant l'année courante, fournies à l'Office conformément à l'alinéa 10(1)(b);

D la somme des transferts relatifs à la vente et des transferts d'équivalents d'électricité garantie et interruptible, réels ou estimatifs, en mégawatts-heures, de tous les exportateurs d'électricité de grande importance pour l'année courante et les deux années précédentes, déterminés par l'Office selon sa base de données relatives aux exportations;

E l'ensemble des prévisions des transferts relatifs à la vente d'électricité garantie et interruptible, en mégawatts-heures, de tous les exportateurs d'électricité de grande importance pour l'année suivant l'année courante, fournies à l'Office conformément à l'alinéa 10(1)(b).

(4) Aux fins du calcul des transferts relatifs à la vente et des transferts d'équivalents, réels, d'électricité garantie et interruptible visés aux éléments B et D du paragraphe (3), l'Office rajuste périodiquement les exportations d'énergie garantie et interruptible qui sont faites aux termes d'un contrat d'exportation concernant le transfert d'équivalents, en soustrayant la quantité d'énergie importée au Canada de la quantité d'énergie exportée aux termes de ce contrat.

RAJUSTEMENT ANNUEL

15. Au plus tard le 31 août de chaque année, l'Office détermine, pour l'année précédente, les livraisons réelles, en mètres cubes, de chaque compagnie d'oléoduc de grande importance et de chaque compagnie de gazoduc de grande importance, ainsi que les ventes à l'exportation réelles d'électricité garantie et interruptible, en mégawatts-heures, de chaque exportateur d'électricité de grande importance.

16. Au plus tard le 30 septembre de chaque année, l'Office calcule, pour l'année précédente :

- a) le montant total révisé des frais recouvrables auprès de l'ensemble des compagnies d'oléoducs de grande importance, en multipliant le pourcentage calculé conformément à l'alinéa 12(1)a) pour l'année courante par le total des frais établi aux termes de l'article 6 et rajusté conformément à l'article 8 pour l'année précédente;
- b) le montant total révisé des frais recouvrables auprès de l'ensemble des compagnies de gazoducs de grande importance, en multipliant le pourcentage calculé conformément à l'alinéa 12(1)b) pour l'année courante par le total des frais établi aux termes de l'article 6 et rajusté conformément à l'article 8 pour l'année précédente;
- c) le montant total révisé des frais recouvrables auprès de l'ensemble des exportateurs d'électricité de grande importance, en multipliant le pourcentage calculé conformément à l'alinéa 12(1)c) pour l'année courante par le total des frais établi aux termes de l'article 6 et rajusté conformément à l'article 8 pour l'année précédente.

17. (1) Au plus tard le 30 septembre de chaque année, l'Office calcule les droits révisés payables, au titre du recouvrement des frais, par chaque compagnie d'oléoduc de grande importance, chaque compagnie de gazoduc de grande importance et chaque exportateur d'électricité de grande importance pour l'année précédente.

(2) The revised cost recovery charge of a large oil pipeline company, for the year preceding the current year, is equal to the amount determined by the formula

$$A \times B/C$$

where

- A is the revised total amount of costs determined in accordance with paragraph 16(a);
 B is the actual deliveries, in cubic metres, of that company for that preceding year, as determined by the Board pursuant to section 15; and
 C is the aggregate of the actual deliveries, in cubic metres, for that preceding year, of all the large oil pipeline companies, as determined by the Board pursuant to section 15.

(3) The revised cost recovery charge of a large gas pipeline company, for the year preceding the current year, is equal to the amount determined by the formula

$$A \times B/C$$

where

- A is the revised total amount of costs determined in accordance with paragraph 16(b);
 B is the actual deliveries, in cubic metres, of that company for that preceding year, as determined by the Board pursuant to section 15; and
 C is the aggregate of the actual deliveries, in cubic metres, for that preceding year, of all the large gas pipeline companies, as determined by the Board pursuant to section 15.

(4) The revised cost recovery charge of a large electricity exporter is the greater of \$500 and the amount determined by the formula

$$A \times B/C$$

where

- A is the revised total amount of costs determined in accordance with paragraph 16(c);
 B is the aggregate of the actual firm and interruptible sale transfers and exchange transfers of electricity, in megawatt hours, of that exporter for the four years preceding the current year, as determined by the Board from its export database and pursuant to section 15; and
 C is the aggregate of the actual firm and interruptible sale transfers and exchange transfers of electricity, in megawatt hours, of all the large electricity exporters for the four years preceding the current year, as determined by the Board from its export database and pursuant to section 15.

18. On or before September 30 in every year, the Board shall calculate, for each large oil pipeline company, large gas pipeline company and large electricity exporter,

- (a) the amount, if any, by which the cost recovery charge paid by that company or exporter for the preceding year exceeds the revised cost recovery charge of that company or exporter, calculated in accordance with section 17; or
 (b) the amount, if any, by which the revised cost recovery charge of that company or exporter that is calculated in accordance with section 17 exceeds the cost recovery charge paid by that company or exporter for the preceding year.

(2) Les droits révisés payables, au titre du recouvrement des frais, par une compagnie d'oléoduc de grande importance, pour l'année précédant l'année courante, sont calculés selon la formule suivante :

$$A \times B/C$$

où :

- A représente le montant total révisé des frais calculé selon l'alinéa 16a);
 B les livraisons réelles, en mètres cubes, de la compagnie pour l'année précédente, déterminées par l'Office selon l'article 15;
 C l'ensemble des livraisons réelles, en mètres cubes, pour l'année précédente, de toutes les compagnies d'oléoducs de grande importance, déterminées par l'Office selon l'article 15.

(3) Les droits révisés payables, au titre du recouvrement des frais, par une compagnie de gazoduc de grande importance, pour l'année précédant l'année courante, sont calculés selon la formule suivante :

$$A \times B/C$$

où :

- A représente le montant total révisé des frais calculé selon l'alinéa 16b);
 B les livraisons réelles, en mètres cubes, de la compagnie pour l'année précédente, déterminées par l'Office selon l'article 15;
 C l'ensemble des livraisons réelles, en mètres cubes, pour l'année précédente, de toutes les compagnies de gazoducs de grande importance, déterminées par l'Office selon l'article 15.

(4) Les droits révisés payables, au titre du recouvrement des frais, par un exportateur d'électricité de grande importance correspondent au plus élevé de 500 \$ ou du montant calculé selon la formule suivante :

$$A \times B/C$$

où :

- A représente le montant total révisé des frais calculé selon l'alinéa 16c);
 B la somme des transferts relatifs à la vente et des transferts d'équivalents, réels, d'électricité garantie et interruptible, en mégawatts-heures, de cet exportateur pour les quatre années précédant l'année courante, déterminés par l'Office selon sa base de données relatives aux exportations et selon l'article 15;
 C la somme des transferts relatifs à la vente et des transferts d'équivalents, réels, d'électricité garantie et interruptible, en mégawatts-heures, de tous les exportateurs d'électricité de grande importance pour les quatre années précédant l'année courante, déterminés par l'Office selon sa base de données relatives aux exportations et selon l'article 15.

18. Au plus tard le 30 septembre de chaque année, l'Office calcule, à l'égard de chaque compagnie d'oléoduc de grande importance, de chaque compagnie de gazoduc de grande importance et de chaque exportateur d'électricité de grande importance :

- a) le trop-perçu, lorsque le montant des droits payés, au titre du recouvrement des frais, par la compagnie ou l'exportateur pour l'année précédente est supérieur au montant des droits révisés payables à ce titre selon le calcul prévu à l'article 17;
 b) le moins-perçu, lorsque le montant des droits révisés payables, au titre du recouvrement des frais, par la compagnie ou l'exportateur pour l'année précédente selon le calcul prévu à l'article 17 est supérieur au montant des droits payés à ce titre.

19. The Board shall, in every year, adjust for the following year the cost recovery charge of each large oil pipeline company, large gas pipeline company and large electricity exporter, as calculated in accordance with section 14, by deducting therefrom the amount calculated pursuant to paragraph 18(a) for that company or exporter, if any, or by adding thereto the amount calculated pursuant to paragraph 18(b) for that company or exporter, if any.

INVOICING AND INTEREST

20. (1) On June 30 in every year, the Board shall issue to each intermediate oil pipeline company, intermediate gas pipeline company, intermediate electricity exporter, small oil pipeline company, small gas pipeline company, small electricity exporter, company operating a border accommodation pipeline and border accommodation electricity exporter an invoice for the fee, if any, payable by that company or exporter under section 5.

(2) On March 31, June 30, September 30 and December 31 in every year, the Board shall issue to each large oil pipeline company, large gas pipeline company and large electricity exporter an invoice for 25 per cent of the cost recovery charge of that company or exporter for that year, as calculated in accordance with section 14 and as adjusted in accordance with section 19.

(3) An amount payable under these Regulations shall be paid to the Receiver General at the office of the Board within 30 days after the date of issuance of the invoice.

(4) Where a company or an exporter fails to pay, in accordance with subsection (3), any amount invoiced by the Board, the company or exporter shall pay interest on the outstanding amount at a rate of 1.5 per cent per month, compounded monthly, beginning on the 31st day after the date of issuance of the invoice.

8. Schedules I to III to the Regulations are repealed.

9. The Regulations are amended by replacing the expression “calendar year” with the word “year” in the following provisions:

- (a) paragraphs 6(a) and (b); and
- (b) section 7.

COMING INTO FORCE

10. These Regulations come into force on the date on which they are registered.

[52-1-o]

19. L'Office rajuste chaque année les droits, calculés conformément à l'article 14, payables au titre du recouvrement des frais par chaque compagnie d'oléoduc de grande importance, chaque compagnie de gazoduc de grande importance et chaque exportateur d'électricité de grande importance pour l'année suivante en en soustrayant le trop-perçu calculé conformément à l'alinéa 18a) ou en y ajoutant le moins-perçu calculé conformément à l'alinéa 18b), selon le cas.

FACTURATION ET INTÉRÊT

20. (1) Le 30 juin de chaque année, l'Office envoie aux compagnies d'oléoducs de moyenne importance, aux compagnies de gazoducs de moyenne importance, aux exportateurs d'électricité de moyenne importance, aux compagnies d'oléoducs de faible importance, aux compagnies de gazoducs de faible importance, aux exportateurs d'électricité de faible importance, aux compagnies exploitant un pipeline destiné à un service frontalier et aux exportateurs offrant un service frontalier une facture pour les redevances qu'ils doivent respectivement payer selon l'article 5.

(2) Les 31 mars, 30 juin, 30 septembre et 31 décembre de chaque année, l'Office envoie aux compagnies d'oléoducs de grande importance, aux compagnies de gazoducs de grande importance et aux exportateurs d'électricité de grande importance une facture représentant 25 pour cent des droits respectifs payables pour cette année au titre du recouvrement des frais, calculés conformément à l'article 14 et rajustés conformément à l'article 19.

(3) Tout montant exigible en vertu du présent règlement est payé au receveur général, au siège de l'Office, dans les 30 jours suivant la date de facturation.

(4) La compagnie ou l'exportateur qui omet de payer, conformément au paragraphe (3), le montant facturé par l'Office paie sur le montant en souffrance un intérêt mensuel composé de 1,5 pour cent, calculé à partir du 31^e jour suivant la date de facturation.

8. Les annexes I à III du même règlement sont abrogées.

9. Dans les passages suivants du même règlement, « année civile » est remplacée par « année » :

- a) les alinéas 6a) et b);
- b) l'article 7.

ENTRÉE EN VIGUEUR

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

[52-1-o]