

Office national
de l'énergie



National Energy
Board

Atelier de l'Office national de l'énergie sur le recouvrement des frais dans le secteur de l'électricité

Sommaire des délibérations de l'atelier

**Hôtel Delta Bow Valley, à Calgary (Alberta)
Le 9 décembre 2004**

Révision 1, 18 février 2005

444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8

444 Seventh Avenue SW
Calgary, Alberta T2P 0X8

Canada

Téléphone/Telephone: (403) 292-4800
Télécopieur/Facsimile: (403) 292-5503
<http://www.neb-one.gc.ca>
Téléphone/Telephone: 1-800-899-1265
Télécopieur/Facsimile: 1-877-288-8803

Contenu

Nota : Le rapport sommaire de l'atelier a été produit par l'ONÉ. Il a ensuite été soumis aux participants aux fins de leurs commentaires. Le lecteur est prié de se reporter à ces commentaires, regroupés à la page 6 du rapport.

Résumé	3
Observations des participants sur le Résumé de l'atelier de l'Office national de l'énergie sur le recouvrement des frais dans le secteur de l'électricité	6
Présentations par des représentants de l'ONÉ	9
Présentations par l'industrie	15
Délibérations de l'atelier	18
Étapes suivantes	24
Annexe A : Options et questions débattues à l'atelier	25
Annexe B : Liste des participants à l'atelier	27

Résumé

Environ 25 participants de l'industrie et représentants de l'Office national de l'énergie (ONÉ) ont pris part à un atelier d'une journée, tenu le 9 décembre 2004 à Calgary, pour examiner les mécanismes qui sous-tendent le recouvrement des frais de l'ONÉ auprès du secteur de l'électricité. Des membres de l'industrie avaient soulevé des préoccupations au sujet du processus de recouvrement des frais en mars 2004 et avaient demandé que l'Office revoie la méthodologie en place.

Les membres de l'industrie qui demandent la révision de la méthodologie actuelle estiment que celle-ci n'est pas équitable parce que les exportateurs assument à eux seuls les coûts de l'ONÉ, mais ne sont pas le seul groupe à bénéficier de ses programmes et services. Ils jugent également qu'en raison de la restructuration de l'industrie, qui a entraîné la séparation des fonctions de production, de transport, de distribution et de marketing, il est maintenant indispensable que les entités qui bénéficient des avantages découlant de ces programmes et services en assument aussi les coûts. Selon les représentants de l'industrie, la baisse du volume des exportations d'électricité dans les dernières années ainsi que l'augmentation des coûts de l'ONÉ, attribuable en grande partie aux audiences portant sur des projets de lignes de transport, ont ajouté au fardeau imposé aux exportateurs.

Au cours de l'atelier, l'ONÉ a fait des présentations sur la méthodologie actuelle de recouvrement des frais et sur le processus requis pour modifier le *Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie* (Règlement sur le recouvrement des frais), y compris l'application de la nouvelle *Loi sur les frais d'utilisation* (LFU). Le tableau ci-dessous fournit une ventilation approximative des coûts.

Ventilation estimative du temps consacré par l'ONÉ au secteur de l'électricité Mai 2002 à septembre 2004

	Avec le projet Sumas	Sans le projet Sumas*
Audiences	33 %	11 %
Demandes de permis d'exportation	20 %	27 %
Déclarations mensuelles sur les exportations	6 %	8 %
Surveillance du marché	32 %	43 %
Autres (activités telles que la formation, les ateliers, etc.)	9 %	12 %

* Étant donné que l'audience Sumas représentait un coût inhabituel et très considérable, le personnel de l'ONÉ a fourni une ventilation des coûts qui exclut le projet Sumas pour obtenir une répartition qui se veut plus représentative des coûts à long terme.

L'industrie a fourni quelques points de départ pour la réflexion sur les modifications susceptibles d'être apportées au processus de recouvrement des frais. Tous les participants s'entendaient pour dire que les demandeurs devraient assumer la totalité des coûts afférents à leur demande, qu'il s'agisse d'exportateurs qui sollicitent des permis d'exportation ou de transporteurs désireux de construire une ligne internationale de transport d'électricité. Les participants ont longuement débattu la méthode à employer pour déterminer ces coûts.

Il n'y a pas eu consensus sur le recouvrement des autres frais, tels que les coûts liés aux déclarations mensuelles sur les exportations et à la surveillance du marché. Certains participants préconisaient une méthodologie selon laquelle les coûts seraient attribués en fonction des avantages obtenus. Cependant, quelques participants de l'industrie ont indiqué qu'il n'était pas clair en quoi ces activités de l'ONÉ leur étaient profitables.

L'Office a indiqué que la modification de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ) n'est probablement pas possible à l'heure actuelle et qu'il faudrait apporter les éventuels changements par le biais du Règlement sur le recouvrement des frais.

Les participants de l'industrie ont convenu que l'Office devrait examiner les options suivantes :

Options pour les demandes concernant de nouvelles lignes internationales de transport :

- Payer les coûts réels estimatifs de chaque audience (calculés en fonction du nombre d'heures-personnel).
- Payer une redevance fixe pour les demandes de catégorie 1, 2 et 3 (la catégorie dépendrait de la longueur ou de la complexité de l'audience et serait déterminée à la fin de l'audience de concert avec le demandeur).

Permis

- Redevance fixe par demande de permis.

Frais non liés à des demandes (tous les autres coûts)

- Les transporteurs paieraient ces coûts en fonction de la capacité installée.
- Les transporteurs paieraient ces coûts en fonction de l'utilisation qu'ils font des lignes de transport (volume des exportations). Les frais à payer pourraient aussi être basés sur le volume combiné des exportations et des importations, ou l'utilisation totale d'une ligne.
- Le coût des services de l'ONÉ (déclarations mensuelles sur les exportations, surveillance du marché, etc.) serait assumé par les entités qui en retirent des avantages.
- Simple ratio de répartition (un pourcentage fixe pour les transporteurs et un pourcentage pour les exportateurs).

Étapes suivantes

- Un projet de compte rendu sommaire de l'atelier sera envoyé aux participants au début de janvier 2005 afin de recueillir leurs commentaires et d'assurer que le document reflète fidèlement les délibérations de l'atelier (délai de 14 jours pour présenter des commentaires).
- Le compte rendu sommaire définitif de l'atelier sera envoyé aux parties prenantes dans l'industrie, à titre d'information, et celles-ci disposeront de 30 jours pour proposer d'autres idées.
- Une consultation sur le projet de concept de recouvrement des frais aura lieu au printemps 2005. Le concept sera diffusé à l'échelle de l'industrie de l'électricité avant la rencontre.

Un résumé de l'atelier est présenté dans les pages qui suivent. Produit par l'ONÉ, il ne constitue pas une transcription exacte des discussions tenues durant l'atelier, mais représente plutôt l'interprétation que l'ONÉ en a faite. Les participants ont eu l'occasion de l'examiner et ont

soumis leurs commentaires à ce sujet. Ces derniers sont présentés mot à mot dans le tableau figurant à la page 6 et il convient d'y faire renvoi en lisant le document.

Le résumé a pour but de refléter fidèlement les commentaires des participants et, par conséquent, le texte correspond à l'esprit de leurs remarques. Toute référence à des lignes de transport ou leurs propriétaires s'applique à des lignes autorisées par l'ONÉ.

**Résumé de l'atelier de l'Office national de l'énergie sur le
recouvrement des frais dans le secteur de l'électricité
Observations des participants**

Page	Ligne	Observation	Société
19	19	À la page 16, on lit : « Le Nouveau-Brunswick a une capacité d'interconnexion de 14 000 mégawatts. » Ceci n'est pas exact. Nous avons une capacité d'exportation internationale de 900 MW, qui sera portée à 1 200 MW après l'achèvement de la construction de notre deuxième ligne internationale de transport d'électricité en 2006. Nous avons une capacité d'interconnexion totale de 2 400 MW, ce qui comprend la capacité d'exportation internationale actuelle (900) et des interconnexions provinciales.	Corporation de transport Énergie NB
23	38	« Ses seules autres recettes proviennent des exportations et celles-ci sont portées au crédit de la charge locale. » Je clarifierais cet énoncé en disant ce qui suit : « Ses autres sources de recettes découlent de l'utilisation du service de transport de point à point par des exportateurs ou des clients qui passent par le réseau. Ceci procure des recettes qui n'ont pas besoin d'être recouvrées des clients de charge locale utilisant les services du réseau. » Il y a, en fait, deux sources de recettes : les services de distribution du réseau, qui sont payés par les clients locaux, et les services de transport de point à point, qui sont payés par les exportateurs et autres clients qui passent par le réseau du Nouveau-Brunswick.	Corporation de transport Énergie NB
3, 11	Tableau	Changer « audiences » pour « audiences concernant le transport d'électricité », ce qui traduit mieux l'objet des audiences. Changer « surveillance du marché » pour « surveillance de l'industrie/du marché » afin d'éviter toute confusion avec les fonctions de surveillance sur les marchés de l'Ontario et de l'Alberta.	Hydro-Manitoba
19	19	L'énoncé « Le Nouveau-Brunswick a une capacité d'interconnexion de 14 000 mégawatts » est faux. Le chiffre s'applique peut-être à tout le Canada.	Hydro-Manitoba
16	3	Ajouter ce qui suit : passer ces coûts à leurs clients, <i>y compris les clients exportateurs</i> , dans le cadre de leurs tarifs <i>approuvés par les régies provinciales</i> .	Ontario Power Generation
16	8	Ajouter ce qui suit : sont difficiles à prévoir, <i>étant donné que des changements dans les conditions d'approvisionnement, tels que des sécheresses dans des provinces, peuvent rapidement causer de fortes variations dans les volumes des exportations</i> .	Ontario Power Generation
16	8-9	Ajouter ce qui suit : des périodes de sécheresse dans des provinces dotées d'une grande capacité de production hydroélectrique <i>ou des fluctuations de la demande d'administrations voisines, en raison du prix relatif des combustibles de remplacement</i> , peuvent causer de fortes variations dans les volumes des exportations. <i>En raison</i>	Ontario Power Generation

Page	Ligne	Observation	Société
		<i>de ces fluctuations, une région peut se trouver à payer un fort pourcentage des coûts de l'ONÉ dans une année, et n'apporter qu'une faible contribution à ce titre, sinon aucune, l'année suivante, obligeant les autres exportateurs à combler la différence.</i>	
16	42	Ajouter ce qui suit : possibilité de passer les coûts aux clients <i>du marché intérieur ou aux clients exportateurs</i>	Ontario Power Generation
18	33	Ajouter ce qui suit : système de suivi, <i>si cela permettrait une meilleure répartition des coûts dans l'industrie.</i>	Ontario Power Generation
19	24	Coral Energy Canada a souligné que s'il n'y avait pas de lignes franchissant la frontière, il n'y aurait pas de coûts. Par exemple, l'Alberta n'a pas de liaison directe avec les États-Unis. Comment l'ONÉ peut-il incorporer toutes ces nuances dans une formule de répartition? Le cas des pipelines est plus simple : les coûts sont basés sur le débit et la distance, lesquels sont facilement calculables. Ce n'est pas aussi simple pour le secteur de l'électricité.	Powerex
23	25	Changer le paragraphe pour qu'il se lise comme suit : « Powerex a indiqué qu'il serait plus équitable d'incorporer ces coûts dans les tarifs de transport. Le fait d'utiliser la capacité de transport comme base d'attribution n'est pas une mauvaise idée puisque les coûts peuvent ensuite être intégrés aux tarifs. Cela offre plus de flexibilité au chapitre de leur recouvrement. Par exemple, Powerex paie plus de 1 million de dollars par année en coûts directs, tandis que pour BCTC, dont les besoins en recettes sont de l'ordre de 500 millions de dollars, ceci équivaut à un impact de 0,2 % sur le tarif. »	Powerex
20	38	Powerex se rappelle d'avoir répondu aux commentaires de Transport Énergie NB, dont il est question dans ce paragraphe, au sujet du fait que certaines centrales sont surdimensionnées par rapport à ce que les besoins du marché local et la ligne de transport à l'exportation peuvent leur apporter en fait de recettes. Ces situations sont apparues à l'époque où les services publics étaient intégrés verticalement. De plus, les clients du marché de détail intérieur tiraient parti des économies d'échelle associées à la construction d'une centrale plus importante que celle que la charge existante aurait pu soutenir au moment de sa construction et, avec l'augmentation de la charge au fil du temps, la demande rejoint de plus en plus la capacité de production et réduit la capacité d'exportation. La ligne de transport à l'exportation permettait aux services publics d'éponger les coûts supplémentaires grâce aux ventes à l'exportation. Pour l'essentiel, même dans un contexte de pure exportation, le marché de détail intérieur tire parti des exportations.	Powerex

Page	Ligne	Observation	Société
17	15	<p>À la fin de la présentation de M. Kelly Hunter, un représentant du Transmission Council de l'Association canadienne de l'électricité a mentionné qu'il aurait été intéressant de présenter, outre le graphique sur la baisse du volume net de MWh d'exportation, la courbe des profits liés à l'exportation pour les mêmes années pour les producteurs et les marketeurs canadiens. Ce n'est pas parce que les volumes d'exportation diminuent que les bénéfices des marketers et producteurs diminuent dans la même proportion. En fait, le prix de vente du MWh d'exportation a considérablement augmenté au cours des dernières années. Par conséquent, les revenus et les bénéfices des exportateurs canadiens n'ont probablement pas suivi la courbe du volume net de MWh d'exportation présentée par M. Hunter. De plus, la stratégie de stockage d'énergie n'augmente pas nécessairement le volume net d'exportation, mais génère tout de même des revenus.</p> <p>N.B. Dans un communiqué de presse d'Hydro-Québec de janvier 2005, on pouvait lire ceci:</p> <p>"Tout en préservant la ressource naturelle, Hydro-Québec Production a profité d'occasions d'affaires sur les marchés d'exportation. Le tout a été bénéfique pour les Québécois puisqu'au cours des 3 dernières années seulement, les marchés d'exportation ont contribué pour près de 2 G\$ aux bénéfices de l'entreprise. Le prix moyen obtenu est de 10,8 ¢ le KWh. Au Québec, rappelons-le, le même kWh est vendu 2,79¢."</p> <p>Par conséquent, la démonstration que l'exportation net d'électricité des producteurs et courtiers canadiens vers les États-Unis a connu une baisse au cours des dernières années n'implique pas nécessairement que les producteurs et courtiers canadiens font moins d'argent, et que par conséquent, il ne devrait pas assumer leur juste part de frais à l'ONE.</p>	Hydro-Québec TransÉnergie
22	18	<p>Il semble y avoir une confusion au chapitre "Coûts mensuels liés aux exportations".</p> <p>"Hydro-Québec TransÉnergie a souligné que les déclarations mensuelles sur les exportations ne procurent aucun avantage aux exportateurs et que les coûts connexes devraient être inclus dans la fonction de surveillance. "</p> <p>Il nous semble que ce commentaire fut fait par Hydro-Québec Production. La phrase devrait donc commencer par: Hydro-Québec Production ...</p>	Hydro-Québec TransÉnergie

1 **Présentations par des représentants de l'ONÉ**

3 **Introduction**

4 **Valerie Katarey, Chef de secteur, Services généraux**

6 La nécessité de réexaminer la question du recouvrement des frais de l'ONÉ auprès du secteur de
7 l'électricité est apparue il y a un an lorsque des sociétés qui sont assujetties au régime de
8 recouvrement des frais ont fait valoir que la restructuration de l'industrie qui s'était opérée dans
9 les dernières années avait créé des iniquités du point de vue de ceux qui doivent contribuer au
10 recouvrement des dépenses engagées par l'ONÉ au profit du secteur. L'ONÉ est disposé à
11 discuter de ces préoccupations et il a fait part de la présente initiative à d'autres entités –
12 membres des industries gazière et pétrolière – qui participent au recouvrement des frais.

14 Cet atelier se veut un point de départ, bien qu'une réflexion ait déjà été amorcée sur la question
15 et que certaines idées aient été ébauchées. L'atelier a pour but d'assurer une connaissance et une
16 compréhension communes des enjeux, de sorte que l'industrie et l'ONÉ puissent aller de l'avant.

18 Le régime de réglementation est très complexe et toute modification prend du temps, surtout
19 avec l'adoption de la nouvelle LFU au printemps dernier. Si les éventuelles modifications
20 déclenchent l'application de la LFU, cette initiative sera probablement la première à être
21 assujettie à cette Loi.

23 Les points de vue sur le sujet seront nombreux et variés, et il faudrait qu'ils soient tous mis sur
24 table pour étude.

26 D'autres possibilités de fournir un apport seront fournies après l'atelier.

29 **Aperçu des services offerts par l'Office**

30 **Cassandra Wilde, Demandes, économiste**

32 L'ONÉ a pour raison d'être de promouvoir la sécurité, la protection de l'environnement et
33 l'efficacité économique dans l'intérêt public, dans le cadre de la réglementation des pipelines
34 ainsi que de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques.

36 L'ONÉ a un double mandat qui comprend des fonctions de réglementation et de surveillance des
37 marchés. Dans le secteur de l'électricité, la réglementation exercée par l'ONÉ englobe une
38 surveillance de la construction et de l'exploitation des lignes internationales de transport
39 d'électricité. Les instances réglementaires peuvent comprendre la tenue d'audiences orales ou
40 par voie de mémoires et l'exercice d'une surveillance continue pour garantir la conformité aux
41 exigences. Une deuxième fonction réglementaire découle de la compétence de l'ONÉ à l'égard
42 des exportations d'électricité. L'ONÉ délivre des permis et des licences d'exportation et exige
43 des sociétés exportatrices qu'elles lui présentent des déclarations mensuelles.

1 La fonction de surveillance des marchés consiste dans l'examen de tous les secteurs réglementés
2 par l'ONÉ, notamment les secteurs du gaz, du pétrole et de l'électricité, pour acquérir les
3 connaissances et la compréhension nécessaires à la prise de décisions éclairées qui sont
4 conformes à l'intérêt public. Une distinction d'ordre sémantique a été faite en ce sens que la
5 surveillance des marchés par l'Office n'est pas vraiment un suivi des marchés *comme tels*. C'est
6 une fonction plus large qui s'apparente peut-être davantage à une étude de l'industrie et qui peut
7 englober plusieurs aspects, tels que la fiabilité, le commerce, et l'incidence des politiques et faits
8 nouveaux aux États-Unis.

9
10 L'Office a produit trois Évaluations du marché de l'énergie (ÉME) dans le secteur de l'électricité
11 au cours des trois dernières années, et trois autres sont censées paraître en 2005-2006; celles-ci
12 porteront sur les marchés de l'électricité, l'utilisation de gaz naturel pour la production d'énergie
13 électrique et les sources d'énergie électrique renouvelable et de remplacement.

14
15 Il a été noté que l'Office avait retenu les services d'un consultant pour qu'il étudie l'utilité de la
16 fonction de surveillance des marchés dans les trois industries réglementées et recueille des avis à
17 ce sujet. Le rapport résultant, qui est accessible sur le site Web de l'ONÉ, révèle que cette
18 fonction est vue d'un œil favorable¹.

19
20 Le processus actuel de recouvrement des frais dans l'industrie de l'électricité a bien fonctionné
21 aussi longtemps que le secteur était composé essentiellement d'entreprises de service public
22 intégrées verticalement. Les frais recouverts étaient calculés en fonction du volume des
23 exportations, de sorte que l'Office pouvait prévoir ses recettes, et l'industrie, ses dépenses.

24
25 Cependant, l'industrie a subi de grandes transformations, à commencer par la restructuration
26 déclenchée par l'ordonnance 888 de la FERC. Aujourd'hui, les permis d'exportation ont
27 tendance à être délivrés à des entités plus modestes, comme des producteurs ou des courtiers. De
28 plus, le volume des exportations a diminué dans les dernières années, ce qui est attribuable dans
29 une large mesure à une faible hydrolicité.

30
31 Par ailleurs, les coûts de l'ONÉ dans le secteur de l'électricité ont augmenté, passant de
32 1,8 million de dollars en 2001 à 5,2 millions de dollars en 2004, sous l'effet de la hausse du
33 nombre de demandes de permis – dont beaucoup découlent de l'ouverture du marché de
34 l'Ontario par la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGMÉ) – et de
35 demandes de construction de lignes internationales de transport d'électricité, de l'augmentation
36 globale des coûts de l'Office, et de l'augmentation proportionnelle du temps consacré à des
37 questions liées à l'électricité. Le nombre d'heures que l'ONÉ a consacrées au secteur de
38 l'électricité a diminué cette année, mais l'impact de cette baisse sur les coûts facturés aux
39 sociétés d'électricité pourrait tarder à se manifester étant donné que le recouvrement des frais est
40 effectué suivant un cycle de trois ans.

¹ http://www.neb-one.gc.ca/publications/internalauditreports/2003/evaluationenergymarketssupplymonitoring_2003_09_f.pdf

1 **Ventilation estimative du temps consacré par l'ONÉ au secteur de l'électricité**
 2 **Mai 2002 à septembre 2004**
 3

	Avec le projet Sumas	Sans le projet Sumas*
Audiences	33 %	11 %
Demandes de permis d'exportation	20 %	27 %
Déclarations mensuelles sur les exportations	6 %	8 %
Surveillance du marché	32 %	43 %
Autres (activités telles que la formation, les ateliers, etc.)	9 %	12 %

4 * Étant donné que l'audience Sumas représentait un coût inhabituel et très considérable, le personnel de l'ONÉ a
 5 fourni une ventilation des coûts dont il a exclu le projet Sumas pour en arriver à une répartition qui se veut plus
 6 représentative des coûts à long terme.

7
 8 **Méthodologie actuelle de recouvrement des frais**
 9 **Dan Philips, Services généraux, chef d'équipe, Finances**

10
 11 Suivant le Règlement sur le recouvrement des frais, les sociétés se font facturer les frais
 12 recouvrables de l'ONÉ, dont environ 75 % sont des frais salariaux et le reste consiste en des frais
 13 de fonctionnement et d'entretien. Le vérificateur général effectue une vérification annuelle des
 14 frais recouvrables de l'ONÉ et certifie le groupe de coûts. Certains des coûts de l'ONÉ ne
 15 peuvent pas être recouverts, notamment les coûts associés aux activités visant les régions
 16 pionnières, les coûts liés au travail effectué pour d'autres organismes et les frais généraux
 17 associés à des activités dont les coûts ne sont pas recouvrables.

18
 19 Les sociétés acquittent leur part des frais recouvrables de trois façons :

- 20 ▪ Contribution à payer par les nouveaux venus dans l'industrie (sociétés pipelinières nouvelles
 21 seulement)
- 22 ▪ Redevances fixes (sociétés de faible et de moyenne importance et productoducs)
- 23 ▪ Partage des coûts restants (sociétés de grande importance)

24
 25 Les obligations des sociétés de faible et de moyenne importance sont claires et explicites, mais
 26 les dispositions visant les sociétés de grande importance sont plus complexes.

27
 28 **Ventilation des frais recouvrables de l'ONÉ**

Taille	Faible importance	Moyenne importance	Grande importance
Société pipelinière	Coût du service inférieur à 1 million de dollars	Coût du service compris entre 1 et 10 millions de dollars	Coût du service égal ou supérieur à 10 millions de dollars
Exportateur d'électricité	Exporte moins de 50 000 MWh au cours de 12 mois consécutifs	Peut exporter entre 50 000 et 250 000 MWh au cours de 12 mois consécutifs	Peut exporter 250 000 MWh ou plus au cours de 12 mois consécutifs
Frais	Frais administratifs de 500 \$	Frais administratifs de 10 000 \$	Frais calculés suivant une formule détaillée (sauf pour les sociétés de productoducs de grande importance qui paient une redevance fixe de 50 000 \$)

1 La part que doivent payer les sociétés de grande importance dépend de la somme de temps que
 2 l'ONÉ consacre à chaque produit, ainsi que du niveau d'activité global et individuel des sociétés
 3 appartenant à une catégorie de produit. Le processus de facturation est conçu de telle sorte que
 4 les activités en cours de l'ONÉ soient financées à même la facturation courante. Ceci est
 5 accompli au moyen d'un cycle de trois ans dont voici la description :

6
 7 **Processus de recouvrement sur trois ans – sociétés de grande importance**

Première année	Deuxième année	Troisième année
Les sociétés acquittent une part des frais estimatifs (première année).	Les sociétés acquittent une part des frais recouvrables estimatifs de l'année en cours (deuxième année).	Les sociétés acquittent une part des frais recouvrables estimatifs de la troisième année – montant qui est rajusté par l'addition ou la soustraction (selon le cas) de la différence entre les coûts estimatifs et les coûts réels de la première année, tels que déterminés dans la deuxième année.
L'ONÉ recueille l'information pertinente des sociétés.	Les coûts réels de la première année sont vérifiés.	L'ONÉ recueille l'information pertinente des sociétés.
L'ONÉ établit une estimation des coûts de la deuxième année et détermine le montant à facturer à chaque société.	La différence entre les coûts estimatifs et les coûts réels de la première année est calculée.	
L'ONÉ informe les sociétés des coûts facturés pour la deuxième année.	L'ONÉ recueille l'information pertinente des sociétés et émet les factures pour la deuxième année.	

8
 9 Il a été souligné que le processus de répartition de l'ONÉ comporte deux calculs. Le premier
 10 calcul repose sur la somme de temps que le personnel a consacrée à chaque produit. Le second a
 11 trait au temps non défini, c'est-à-dire le temps qui ne peut pas être attribué à un produit en
 12 particulier, tel que les congés annuels des employés et la formation non reliée à un produit
 13 spécifique. Le temps non défini est réparti parmi toutes les catégories de produit, de façon
 14 proportionnelle, en fonction de la première répartition. Près de la moitié du temps du personnel
 15 entre dans la catégorie temps non défini.

16
 17 Les participants ont discuté de l'à-propos des droits calculés suivant ce système de répartition et
 18 de la question de savoir si l'industrie de l'électricité est pénalisée financièrement par rapport à
 19 l'industrie gazière, étant donné que les audiences concernant des pipelines comportent beaucoup
 20 de déplacements, tandis que les demandes dans le secteur de l'électricité ne nécessitent
 21 habituellement qu'un processus par voie de mémoires. Cependant, dans les quatre dernières
 22 années, il y a eu quatre audiences associées à l'électricité, dont la plus importante a été celle de
 23 Sumas. On a noté que le budget des voyages de l'Office est assez modeste – ne comptant que
 24 pour environ 5 % des coûts – et que ce poste n'aurait pas une grande incidence sur les coûts
 25 recouverts de toute façon.

26
 27 L'Office a aussi indiqué que le montant des droits exigibles des sociétés de gazoducs ou
 28 d'oléoducs de grande importance peut être limité à un plafond correspondant à 2 % du coût de
 29 service de la société, mais que cette dernière doit demander une dispense à cette fin. En raison de
 30 la fluctuation du niveau des exportations, les coûts attribués aux exportateurs d'électricité de

1 grande importance sont établis suivant une moyenne mobile des exportations réelles calculée sur
2 quatre ans.

3
4 On a également noté que les coûts rattachés au secteur de l'électricité ont augmenté en
5 proportion des coûts totaux de l'ONÉ – passant de 3,7 % de ceux-ci en 1998 à 13,9 % en 2005.
6 Cette augmentation est due en grande partie au nombre d'audiences concernant des lignes
7 internationales de transport qui ont eu lieu depuis 2001. Il n'y avait eu aucune audience du genre
8 de 1998 à 2000, ce qui explique l'augmentation substantielle des coûts.

9
10 Les participants de l'industrie ont posé des questions sur le processus de répartition et sur la
11 façon dont sont traités les coûts associés aux entrepreneurs ou aux consultants. L'ONÉ a indiqué
12 qu'il n'a pas souvent recours à des consultants, mais que les coûts connexes font partie des frais
13 de fonctionnement et d'entretien, lesquels sont répartis parmi toutes les catégories de produit en
14 fonction du pourcentage de temps consacré à chacune.

15
16 Un participant de l'industrie a fait remarquer que dès qu'un secteur connaît un surcroît d'activité,
17 il semble s'attirer la plus grande part des dépenses. Si aucun des secteurs n'est particulièrement
18 occupé, les coûts sont partagés au *pro rata*.

19
20 Un autre représentant de l'industrie se demandait si l'ONÉ avait un plan d'activité indiquant ce
21 sur quoi il allait concentrer son activité. Bien qu'un plan d'activité triennal figure dans le site
22 Web de l'ONÉ, les représentants de l'Office ont souligné qu'une bonne part de leur travail ne
23 peut pas être prévue à l'avance et dépend des initiatives de l'industrie. S'il n'y a pas de
24 demandes en cours d'étude, le personnel s'occupe de projets à long terme, comme le
25 réinvestissement dans l'infrastructure, des travaux de recherche ou les systèmes internes. Le
26 traitement des demandes de l'industrie constitue toujours la première des priorités. Par ailleurs,
27 lorsque la charge de travail est particulièrement élevée, comme dans le cas du projet de gazoduc
28 Mackenzie, l'ONÉ fait appel à des ressources supplémentaires.

29
30 On a souligné que l'équipe de l'électricité de l'ONÉ fonctionne avec un budget annuel de moins
31 de 1 million de dollars, ce qui comprend tous les frais liés au personnel, les voyages, les contrats,
32 et ainsi de suite. Les membres de l'équipe ne consacrent pas forcément tout leur temps à des
33 dossiers liés à l'électricité.

34

35

36 **Le processus de rédaction et de modification d'un règlement** 37 **Chantal Briand, Opérations, analyste de la réglementation**

38

39 La rédaction ou la modification des règlements régis par l'ONÉ, sont soumises à plusieurs
40 exigences d'ordre juridique, soit des lois, des règlements, des accords internationaux et des
41 politiques.

42

43 Le processus d'élaboration de la réglementation comprend les six étapes suivantes :

- 44 1. Conception et élaboration
- 45 2. Rédaction du règlement
- 46 3. Examen par le ministère de la Justice et l'approbation par Conseil du Trésor

- 1 4. Publication préalable dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, avec période pour la
- 2 présentation de commentaires
- 3 5. Présentation de la version définitive au ministère de la Justice, au Bureau du Conseil
- 4 privé et au Conseil du Trésor
- 5 6. Promulgation (Partie II de la *Gazette du Canada*)
- 6

7 Des consultations, sous diverses formes, ont lieu au cours des quatre premières étapes. Quand les
8 dispositions parviennent à la quatrième étape, il ne devrait plus y avoir de surprises.

9
10 Les participants ont discuté de la question de savoir si les modifications envisagées allaient
11 déclencher l'application de la nouvelle LFU promulguée en mars 2004. La LFU prévoit
12 l'examen et l'approbation par le Parlement des frais d'utilisation qui sont fixés par les
13 organismes de réglementation et peut influencer sur le processus d'élaboration de la réglementation
14 dans le cadre de la présente initiative. L'applicabilité de la LFU dépendra de la nature des
15 modifications adoptées. Si elle est déclenchée, il faudra mener des consultations
16 supplémentaires, y compris aviser les payeurs potentiels des changements proposés, solliciter des
17 avis sur les améliorations possibles aux services, effectuer une étude d'impact de la
18 réglementation, établir un comité consultatif indépendant pour examiner les plaintes (le cas
19 échéant), effectuer une comparaison avec les frais perçus par d'autres pays et déposer la
20 proposition devant le Parlement.

21
22 La consultation serait une démarche indispensable pour mettre en lumière les préoccupations,
23 communiquer l'information pertinente et offrir aux parties prenantes la possibilité de faire
24 connaître leur avis. Le processus pourrait être plus long si les modifications proposées sont
25 complexes ou source de controverse. Il pourrait prendre de 18 à 24 mois, ou même plus.

26
27 Valerie Katarey a souligné que l'ONÉ est un organisme fédéral et que jusqu'à neuf membres de
28 l'Office se rencontrent chaque semaine pour prendre des décisions. Les membres de l'Office sont
29 indépendants et nommés par le Parlement. Ils rendent compte de leurs activités par
30 l'intermédiaire du ministre, mais ne relèvent pas de celui-ci. Le personnel de l'ONÉ épaula les
31 membres de l'Office dans leur travail.

1 **Présentations par l'industrie**

3 **Association canadienne de l'électricité**

4 **Dan Goldberger, conseiller principal, Conseil sur le courtage de l'électricité**

6 L'Association canadienne de l'électricité (ACÉ) est une des deux membres de l'industrie à avoir
7 fourni une présentation à l'atelier.

9 L'ACÉ regroupe une trentaine d'entreprises de service public, qui représentent près de 95 % de
10 la capacité de production installée, des transporteurs, des distributeurs, de la clientèle et des
11 courtiers en électricité du Canada. La structure de la direction de l'ACÉ reflète les divers
12 secteurs d'activités : Conseil sur la production, Conseil sur le transport, Conseil sur la
13 distribution, Conseil sur la clientèle et Conseil sur le courtage de l'électricité.

15 Le Comité de liaison sur le recouvrement des frais (CLRF) de l'ONÉ rencontre les membres du
16 secteur trois fois par année. Mike MacDougall, de la société Powerex, siège au Comité à titre de
17 représentant de l'ACÉ et y représente les intérêts des courtiers. Tim Egan participe également à
18 ces consultations. Le CLRC est un comité consultatif de l'Office, non pas un organe de décision.
19 D'autres membres du secteur de l'électricité y sont les bienvenus.

21 Les Conseils sur le transport et sur le courtage de l'électricité, qui suivent de près le dossier du
22 recouvrement des frais, conviennent que les demandeurs devraient payer les frais directement
23 liés au traitement des demandes visant la construction et l'exploitation de lignes internationales
24 de transport et l'exportation d'électricité. Cependant, il n'y avait pas entente sur le mode de
25 partage des autres frais de l'ONÉ (par exemple, études, personnel, locaux, équipement et
26 déplacements).

28 L'ACÉ a aussi soulevé de nouveaux sujets de préoccupation, tels que l'accroissement des coûts
29 de l'ONÉ et le problème des demandeurs non payeurs qui entraînent des coûts pour les autres
30 (Sumas). On a proposé que l'ONÉ établisse une nouvelle politique pour saisir de tels coûts, par
31 exemple, au moyen d'une redevance sur les demandes.

33 **Hydro-Manitoba**

34 **Kelly Hunter, agent de l'accès du marché, Hydro-Manitoba**

36 Hydro-Manitoba a souligné qu'il faut adopter une approche plus équitable pour le recouvrement
37 des frais de l'ONÉ, c'est-à-dire faire en sorte que les frais soient absorbés par ceux qui en retirent
38 des avantages. Selon la méthodologie en vigueur, les exportateurs paient tous les coûts, mais ne
39 sont pas les seuls à obtenir des avantages. Les propriétaires des lignes de transport et les clients
40 retirent des avantages d'ordre économique et sur le plan de la fiabilité. La méthodologie
41 employée devrait en tenir compte.

43 Le projet Sumas a été mentionné comme un exemple où les exportateurs ont dû payer des
44 millions de dollars en frais d'audience pour une ligne de transport destinée uniquement à
45 l'importation d'électricité, sans en tirer le moindre avantage. Même si le projet avait été
46 approuvé, ils n'en auraient retiré aucun avantage. Hydro-Manitoba a indiqué qu'il serait plus

1 approprié d'attribuer les frais aux propriétaires de lignes internationales de transport, afin de
2 refléter les avantages qui en découlent sur le plan des importations, des exportations et de la
3 fiabilité. En outre, les propriétaires des lignes de transport peuvent répercuter ces coûts sur leurs
4 clients, dans le cadre de leurs tarifs.

5
6 La diminution actuelle des exportations et la tendance croissante à la déréglementation sont des
7 phénomènes dont la nouvelle méthodologie de recouvrement des frais doit tenir compte. Qui plus
8 est, les exportations d'électricité sont difficiles à prévoir, étant donné que des périodes de
9 sécheresse dans des provinces dotées d'une grande capacité de production hydroélectrique
10 peuvent causer de fortes variations dans les volumes des exportations. Les régions non affectées
11 par une sécheresse assument les frais pour celles qui le sont. La formule de la moyenne mobile
12 calculée sur quatre ans est très complexe et il est difficile de prévoir le volume des exportations.

13
14 Les raisons suivantes font qu'il n'est pas approprié de fixer et de répartir les coûts en fonction du
15 volume des exportations :

- 16 ▪ Les lignes de transport sont bidirectionnelles et la direction du flux peut être changée
17 n'importe quand.
- 18 ▪ La méthodologie en place ne reconnaît pas les avantages, sur le plan économique et de la
19 fiabilité, liés à l'importation d'électricité à meilleur marché (l'Ontario et le Manitoba ont
20 récemment fait des importations considérables et le Québec pourrait faire face à une pénurie).
- 21 ▪ Les avantages du point de vue de la fiabilité ne sont pas pris en ligne de compte – ils existent
22 indépendamment des exportations. Dans des situations d'urgence, des débits même très
23 minimes peuvent revêtir une très grande valeur sur le plan de la fiabilité.
- 24 ▪ Les producteurs jouissent aussi d'avantages sur le plan de la fiabilité du fait qu'ils sont
25 raccordés à un réseau très puissant.

26
27 Hydro-Manitoba appuie la position de l'ACÉ selon laquelle les demandeurs devraient payer les
28 frais directement liés au traitement de leur demande. De plus, elle serait en faveur de la
29 perception d'une redevance de la part des nouveaux venus qui proposent de nouvelles lignes de
30 transport d'électricité, comme cela se fait pour les nouveaux gazoducs. Tous les autres frais
31 seraient imputés aux propriétaires des lignes de transport en fonction de leur part de la capacité
32 de transport internationale totale installée. Les sociétés de gazoducs ne paient pas une redevance
33 basée sur le volume de leurs exportations. Hydro-Manitoba s'est dite intéressée à évoluer vers un
34 processus qui s'apparente davantage à celui qui existe pour les pipelines.

35
36 Le fait de répartir les frais en fonction de la capacité installée, plutôt que du volume des
37 exportations, présente un certain nombre d'avantages, notamment :

- 38 ▪ Stabilité de la base d'attribution : elle n'est pas affectée par les sécheresses et elle s'accroîtra
39 avec le temps.
- 40 ▪ Prise en compte de la pleine faveur des interconnexions, p. ex. les exportations, les
41 importations et la fiabilité.
- 42 ▪ Possibilité de passer les coûts aux clients, aux courtiers et aux contribuables dans le cadre des
43 régimes de réglementation provinciaux.
- 44 ▪ Formule simple à administrer.

- 1 Hydro-Manitoba a fait remarquer que, dans les années antérieures, il importait peu que les frais
2 soient facturés au propriétaire de la ligne de transport ou à l'exportateur puisqu'il s'agissait
3 toujours de la même entreprise. Maintenant, chaque fonction relève d'une société ou d'une entité
4 commerciale distincte. Il y a de nouveaux acteurs sur le marché. Les exportateurs et les
5 propriétaires de lignes de transport sont maintenant des entités différentes.
6
- 7 D'autres participants de l'industrie se demandaient également s'il était approprié que les
8 expéditeurs assument tous les frais de l'ONÉ, étant donné la baisse du niveau des exportations.
9 Les importations d'électricité sont en hausse depuis 1996. Il se peut que les « jours de gloire » du
10 Canada soient révolus pour ce qui concerne les exportations d'électricité.
11
- 12 Hydro-Manitoba a ajouté que, bien que le nombre de demandes d'exportation se soit accru, le
13 volume des exportations n'a pas augmenté. Elle a toutefois noté que, d'après l'ONÉ, le
14 traitement des permis connexes n'est pas trop onéreux en temps.

1 Délibérations de l'atelier

4 Redevance exigible pour les demandes et autres méthodes de répartition des coûts

6 Hydro-Québec TransÉnergie s'entendait avec Hydro-Manitoba pour dire que le demandeur
7 devrait assumer les dépenses qu'il occasionne, mais n'était pas d'accord pour faire reposer une
8 composante quelconque de la répartition des frais sur la capacité de transport internationale
9 installée. La société a déclaré que les fournisseurs de services de transport ne devraient pas
10 assumer ces coûts à eux seuls. Le public tout comme les intérêts privés doivent être pris en
11 considération, et ce sont les régies provinciales qui décideront, au bout du compte, si les coûts en
12 question peuvent être inclus dans la base tarifaire du service public. Où se trouve l'intérêt public
13 lorsque de nouveaux exportateurs vendent de l'électricité aux États-Unis? Pourquoi les
14 consommateurs en feraient-ils les frais?

16 Hydro-Manitoba a souligné que même si on n'adoptait qu'une seule mesure – soit faire en sorte
17 que chaque demandeur paie les coûts qu'il occasionne – cela serait déjà un grand pas en avant.
18 Le reste des coûts à répartir serait alors considérablement réduit.

20 Transport Énergie NB a fait remarquer que les coûts qu'une régie provinciale engage
21 relativement à une audience particulière, p. ex. temps et installations de la régie, sont imputés au
22 demandeur suivant un processus étalé sur deux ans. Même si la demande n'est pas approuvée, le
23 promoteur court le risque d'avoir à payer ces coûts. D'après elle, ce modèle pourrait être utilisé à
24 l'ONÉ.

26 L'ONÉ a indiqué que, à l'heure actuelle, il ne dispose pas d'outils lui permettant de suivre les
27 coûts directs de projets individuels. Il peut comptabiliser les heures-personnel, mais pas les coûts
28 associés à ces heures. Le système actuel ne calcule pas les coûts salariaux horaires pour les
29 diverses catégories d'employés, et l'implantation d'un système qui offre cette possibilité serait
30 coûteuse. L'Office a demandé si l'industrie serait disposée à payer les coûts associés à la création
31 et à la gestion d'un nouveau système de suivi. Les participants ont longuement discuté du
32 processus de suivi. Certains participants de l'industrie étaient d'avis que l'ONÉ devrait avoir un
33 meilleur système de suivi.

35 D'autres participants pensaient qu'il serait peut-être possible de calculer une moyenne de coûts, à
36 partir des heures consignées, ou d'élaborer un coût approximatif.

38 Hydro-Manitoba a laissé entendre que les coûts associés à la surveillance de l'industrie devraient
39 être partagés parmi toutes les parties, étant donné que certains de ces coûts ne se rapportent pas
40 spécifiquement aux exportations. Hydro-Québec TransÉnergie a convenu que les études portant
41 sur le réseau de transport devraient être financées par les propriétaires des lignes de transport, et
42 les études de marché, par les courtiers. Il pourrait y avoir trois types de redevances :

- 44 1. Redevance exigible pour chaque demande.
- 45 2. Contribution au titre de rapports spéciaux (visant le transport, la production ou le
46 courtage, par exemple) qui serait payée par le secteur concerné.

1 3. Paiement des frais généraux, y compris les frais d'entretien, etc., qui seraient répartis de
2 quelque manière.
3

4 Powerex a souligné que les exportateurs et les importateurs ne sont pas nécessairement les
5 mêmes entités. L'ONÉ réglemente seulement les exportations, et pas les importations. Vu que les
6 installations de transport sont bidirectionnelles, tout le monde en tire parti et tout le monde
7 devrait contribuer au paiement des frais connexes. La meilleure façon d'y arriver serait
8 d'incorporer ces coûts dans les tarifs de transport. Si l'ONÉ, à titre de régie fédérale, prend des
9 mesures pour déterminer un mode de répartition équitable, les régies provinciales devraient juger
10 que ces coûts sont acceptables.
11

12 Hydro-Québec TransÉnergie a fait observer que si les coûts étaient inclus dans les tarifs, les
13 clients canadiens se trouveraient à payer pour tout, y compris les frais liés aux exportations.
14 Ontario Power Generation a laissé entendre qu'il serait possible d'obvier à ce problème grâce à
15 la conception des tarifs. Hydro-Manitoba a souligné que si l'ONÉ déterminait un certain mode
16 de répartition des coûts, il est difficile d'imaginer qu'une régie provinciale refuse de l'accepter.
17

18 Transport Énergie NB a noté que cette solution pourrait ne pas fonctionner. Le
19 Nouveau-Brunswick a une capacité d'interconnexion de 14 000 mégawatts. Or, si le volume des
20 exportations baisse, les recettes baissent également et les coûts passent aux consommateurs dans
21 les régions en question. Powerex a fait remarquer que les consommateurs bénéficient d'autres
22 avantages, tels qu'une fiabilité accrue.
23

24 Coral Energy Canada a souligné que s'il n'y avait pas de lignes franchissant la frontière, il n'y
25 aurait pas de coûts. Par exemple, l'Alberta n'a pas de liaison directe avec les États-Unis.
26 Comment l'ONÉ peut-il incorporer toutes ces nuances dans une formule de répartition? Le cas
27 des pipelines est plus simple : les coûts sont basés sur le débit et la distance, lesquels sont
28 facilement calculables. Ce n'est pas aussi simple pour le secteur de l'électricité.
29

30 Hydro-Québec TransÉnergie a soulevé la question de l'opinion publique, notant que si les tarifs
31 d'électricité augmentent, le public demandera des explications. Le public fera le lien et
32 contestera le fait qu'on lui fasse payer des coûts qui sont liés à des exportations. Coral Energy a
33 fait remarquer que si une ligne était réservée strictement aux exportations d'électricité, il serait
34 difficile d'en faire partager les coûts par d'autres parties.
35

36 En ce qui concerne la contribution à payer par les nouveaux venus pour des projets de gazoducs
37 et d'oléoducs, on a précisé que ces coûts sont payés une seule fois, c'est-à-dire la première fois
38 qu'un promoteur propose une installation et obtient une approbation. Les installations
39 subséquentes proposées par le même promoteur, même s'il s'agit d'installations entièrement
40 nouvelles, ne sont pas assujetties à cette contribution. Si l'installation n'est pas approuvée, le
41 reste de l'industrie assume les coûts connexes. C'est ce qui s'est produit dans le cas de Sumas –
42 d'autres parties ont payé les frais liés au projet Sumas. Il en est ainsi parce que l'Office est
43 habilité à recouvrer ses coûts uniquement auprès de sociétés qui sont « autorisées » à construire
44 ou à exploiter un pipeline ou une ligne internationale de transport, ou à exporter de l'électricité.
45 Certains participants ont exprimé des préoccupations au sujet des demandes frivoles. Powerex a
46 suggéré un processus en deux étapes suivant lequel on vérifierait si une société répond aux

- 1 critères de la Loi sur l'ONÉ avant qu'elle présente une demande. Coral Energy a souligné que les
2 sociétés de gazoducs doivent dépenser d'énormes sommes d'argent avant d'en arriver à l'étape
3 de la demande.
- 4
- 5 BC Transmission a noté que l'ONÉ semble hésiter à modifier la Loi sur l'ONÉ. L'ONÉ a
6 souligné qu'il faudrait au moins cinq ans pour modifier la Loi sur l'ONÉ, arguant qu'il est
7 toujours difficile de faire inscrire des modifications législatives à l'ordre du jour du
8 gouvernement, particulièrement dans le cas d'un gouvernement minoritaire. La modification de
9 la Loi sur l'ONÉ pour traduire des changements au titre du recouvrement des frais ne figurerait
10 probablement pas parmi les priorités du gouvernement à l'heure actuelle.
- 11
- 12 Transport Énergie NB a proposé d'utiliser une moyenne calculée sur quatre ou cinq ans pour
13 atténuer les crêtes de coûts attribuables aux quatre audiences survenues dans les trois dernières
14 années. L'Office a répliqué qu'il n'était pas logique de retourner aussi loin en arrière puisque la
15 structure de l'industrie avait profondément changé.
- 16
- 17 Étant donné la difficulté de suivre les coûts associés à chaque demande, il a été suggéré que,
18 parce que les demandes d'exportation sont de caractère assez routinier, il serait peut-être possible
19 d'exiger une redevance fixe pour chacune, ce qui remédierait à certains des problèmes de
20 comptabilisation du temps et des coûts.
- 21
- 22 Certains ont indiqué également que les demandeurs de projets de ligne de transport pourraient
23 aussi se faire facturer une redevance fixe. D'autres participants ont soutenu que cela poserait des
24 difficultés en raison du caractère unique des audiences, et qu'il vaudrait mieux élaborer une
25 formule d'approximation des coûts réels.
- 26
- 27 L'ONÉ a souligné que la somme de temps et d'effort consacrée à chaque audience varie
28 considérablement, suivant des facteurs tels que le nombre d'intervenants, la proximité des lignes
29 des centres de population ou la nécessité de produire un rapport d'étude approfondie en vertu de
30 la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*.
- 31
- 32 Hydro-Manitoba a avancé qu'une autre méthode consisterait à allouer un certain montant par
33 kilovolt. Ce processus suppose que la somme de travail requise augmente en fonction de la
34 tension de la ligne. Cependant, il y a aussi d'autres facteurs qui influent sur les coûts, tels que la
35 longueur de la ligne et son emplacement.
- 36
- 37 Powerex a souligné les différences qui existent entre des pipelines et des lignes de transport.
38 D'une manière générale, les pipelines sont longs et de gros diamètre, tandis que les lignes
39 internationales de transport sont souvent de courtes liaisons d'interconnexion situées à la
40 frontière. L'emplacement est critique : cela fait une grosse différence selon que le projet soit
41 situé à proximité d'une grande agglomération, comme Abbotsford, ou quelque part au Manitoba.

1
2 BC Transmission a laissé entendre que l'ONÉ pourrait établir un barème de redevances fixes
3 basé sur trois ou cinq niveaux de complexité ou d'envergure d'un projet de ligne de transport, de
4 la même façon qu'il distingue trois catégories de sociétés, c'est-à-dire de faible, moyenne et
5 grande importance.

6
7 Certains participants ont laissé entendre que l'ONÉ pourrait déterminer le niveau de coût une
8 fois que les intervenants se seraient inscrits. S'il y avait beaucoup d'intervenants, le projet
9 pourrait être classé dans la catégorie 3; s'il n'y en avait aucun, ce serait un projet de catégorie 1.
10 Le demandeur pourrait indiquer la catégorie escomptée, et l'Office pourrait décider de la
11 catégorie qu'il convient d'assigner une fois l'audience en marche ou à la fin de celle-ci. L'ONÉ a
12 souligné les difficultés qu'il aurait à déterminer la catégorie d'une audience au début du
13 processus.

14
15 Une autre méthode qu'on pourrait employer pour calculer les coûts associés aux audiences
16 consisterait à fixer une redevance pour chaque jour d'audience. Outre le fait que la longueur des
17 audiences varie, l'Office a indiqué que toutes les audiences supposent des travaux préparatoires
18 et que la longueur d'une audience n'est pas toujours une bonne indication de la somme de travail
19 que l'ONÉ accomplit avant la tenue d'une audience. De plus, il est difficile de prévoir combien
20 de temps l'audience pourrait durer. Il arrive que les intervenants inscrits ne se présentent pas et
21 qu'une audience qui était censée durer une semaine prenne seulement une journée; or, l'Office
22 aura dépensé les ressources nécessaires pour se préparer à l'audience prévue d'une semaine.

23
24 Transport Énergie NB jugeait que le nombre de jours d'audience était directement relié à la
25 somme de travail préalable effectuée par le demandeur. Si le travail préalable est bien fait et s'il
26 est répondu convenablement aux demandes de renseignements, l'audience s'en trouvera
27 raccourcie. Si le demandeur s'applique à réduire la durée de l'audience de cette façon, il devrait
28 être récompensé pour ses efforts. D'autres participants ont souligné que le travail du demandeur
29 serait pris en compte si le coût à payer était « ajusté » à la fin du processus.

30
31 Une discussion s'est engagée sur l'utilisation des coûts réels par opposition à un coût
32 approximatif. Selon Powerex, il serait superflu de faire une estimation préalable si un
33 rajustement était fait au terme du processus. On a indiqué que le cycle de facturation actuel sur
34 trois ans pourrait être utilisé pour déterminer les coûts définitifs à payer par le demandeur. Il a
35 été noté, toutefois, que dans le cas d'audiences de grande envergure comme celle de Sumas, une
36 facturation trimestrielle des coûts réels estimatifs pourrait entraîner au départ un surfinancement
37 de l'audience. Par ailleurs, les coûts pourraient être facturés au demandeur à la fin de l'audience.

38
39 L'Office a réitéré que le système en place ne permettrait pas de procéder à un « rajustement »
40 faute de pouvoir chiffrer le coût réel du temps du personnel. BC Transmission a suggéré qu'un
41 coût moyen par employé pourrait être établi comme donnée de base pour une approximation des
42 coûts.

1
2 Hydro-Québec TransÉnergie a indiqué qu'il y aurait aussi le risque de créer un manque à gagner
3 si une demande de catégorie 1 s'avérait être une demande plus onéreuse de catégorie 3, auquel
4 cas les coûts supplémentaires seraient partagés avec d'autres. Cependant, un redressement
5 pourrait être effectué à la fin de l'audience.
6
7

8 **Coûts mensuels liés aux exportations**

9

10 Ce n'était pas clair pour les participants à qui profitent les déclarations mensuelles sur les
11 exportations. Il s'agit de rapports mensuels qui sont exigés des exportateurs aux fins de
12 réglementation. L'ONÉ utilisent ces rapports pour constituer une base de données qui sert à
13 diverses fins. Le coût annuel rattaché à ce travail est de l'ordre de 80 000 \$. Ceci a mené à une
14 discussion sur l'utilité des données. L'ONÉ a rappelé que le dépôt des déclarations est exigé aux
15 termes du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les rapports relatifs aux exportations*
16 *et importations*.
17

18 Hydro-Québec TransÉnergie a souligné que les déclarations mensuelles sur les exportations ne
19 procurent aucun avantage aux exportateurs et que les coûts connexes devraient être inclus dans la
20 fonction de surveillance. Transport Énergie NB a indiqué que cette catégorie de coûts est un
21 fardeau que quelqu'un doit payer. S'agirait-il des exportateurs?
22

23 Hydro-Québec TransÉnergie se demandait si des données similaires étaient recueillies au sujet
24 de la fonction de transport. L'ONÉ a noté que le Règlement n'exige pas la collecte de données
25 concernant le transport, sauf pour le nombre de MWh, et que rien dans la législation ne prescrit
26 l'obtention de déclarations contenant des données sur le transport.
27
28

29 **Coûts liés à la surveillance de l'industrie ou du marché**

30

31 Les coûts de surveillance représentent un élément important dans les frais recouverts par l'ONÉ,
32 soit plus de 30 % de ceux-ci. Les participants ont discuté de la question de savoir si certains de
33 ces coûts devraient être imputés aux transporteurs. On a demandé à l'Office de préciser les
34 avantages que l'industrie retire des activités de surveillance. L'Office a indiqué que le but
35 premier de la surveillance est de lui permettre de garder une connaissance d'expert de l'industrie.
36 Le personnel préposé à l'électricité à l'ONÉ est un petit groupe concentré et les fonctions de
37 surveillance aident à développer son expertise.
38

39 Certains des participants de l'industrie ont convenu que les propriétaires de lignes internationales
40 de transport pourraient assumer une part des coûts, mais ils voulaient que cette part reflète les
41 avantages obtenus. Hydro-Québec TransÉnergie a souligné que s'il existe un lien qui montre
42 l'importance que cette information revêt pour les propriétaires de lignes de transport, il y a
43 peut-être matière à négociation. Powerex a fait observer que les propriétaires de lignes de
44 transport fournissent une meilleure base pour l'attribution des coûts que les exportateurs, en ce
45 qui touche les renseignements recueillis.

1 Ontario Power Generation a noté que les participants convenaient que certains coûts devraient
2 être partagés – d’une manière appropriée. Les exportateurs ne devraient pas en assumer le
3 fardeau à eux seuls. Le fait que les propriétaires de lignes de transport n’en retirent pas
4 d’avantages précis ne veut pas dire que ceux-ci devraient être dispensés de payer une part des
5 coûts.

6
7 Hydro-Québec TransÉnergie a laissé entendre que si une ligne de transport est avantagée de
8 quelque façon, par exemple, si elle est utilisée pour emmagasiner et vendre de l’électricité à un
9 meilleur prix, une part des coûts devrait peut-être lui revenir à ce moment-là. L’avantage obtenu
10 – et le pourcentage – pourraient changer d’une année à l’autre. Selon certains autres participants,
11 ce type de répartition pourrait être difficile à appliquer étant donné que certaines lignes servent
12 exclusivement à l’exportation, tandis que d’autres sont utilisées pour l’importation et
13 l’exportation.

14
15 Transport Énergie NB a fait remarquer que sa liaison d’interconnexion avec le Maine sert
16 l’Île-du-Prince-Édouard et la Nouvelle-Écosse dans une optique de fiabilité et qu’il serait
17 difficile de répartir les coûts de surveillance en fonction de la charge locale pour refléter les
18 avantages reçus. La question est très épineuse lorsqu’il y a plusieurs administrations en jeu.

19
20 Une des suggestions avancées consistait à répartir les coûts de surveillance sur l’ensemble du
21 Canada – en fonction de la capacité installée– et à demander que chaque propriétaire de ligne de
22 transport conçoive des tarifs qui incorporent ces coûts. Cette méthodologie offrirait peut-être le
23 meilleur moyen de répercuter ces coûts sur les bénéficiaires ultimes.

24
25 Powerex a indiqué qu’une répartition des coûts de l’ONÉ est déjà présente dans les tarifs au
26 détail, faisant partie des frais de production. Selon elle, il serait plus équitable d’incorporer ces
27 coûts dans les tarifs de transport. Le fait d’utiliser la capacité de transport comme base
28 d’attribution n’est pas une mauvaise idée puisque les coûts peuvent ensuite être intégrés aux
29 tarifs. Cela offre plus de flexibilité au chapitre de leur recouvrement. Powerex paie plus de
30 1 million de dollars au chapitre du recouvrement des frais, et n’a aucune base tarifaire
31 réglementée qui lui permette de recouvrer ces coûts.

32
33 Une étape subséquente consisterait peut-être à examiner l’utilisation faite des lignes de transport
34 pour établir comment les coûts pourraient être répartis. Les participants ont discuté de l’éventuel
35 mode de mise en oeuvre. Au moyen d’un compte de report, les exportateurs pourraient se faire
36 attribuer des frais qu’ils répercuteraient sur les clients de l’année suivante. Transport Énergie NB
37 a indiqué que ses clients locaux paient ces frais en fonction de la demande de pointe non
38 coïncidente. Ses seules autres recettes proviennent des exportations et celles-ci sont portées au
39 crédit de la charge locale.

40
41 Hydro-Québec TransÉnergie se demandait si le tarif de point à point pouvait être majoré sans
42 toucher au tarif local. Les clients de charge locale ne devraient pas avoir à payer pour les
43 exportations, mais ils obtiennent des avantages du simple fait que la ligne soit en place. Certaines
44 lignes ont été construites afin de tirer profit d’économies d’échelle sur le plan de la production.
45 Dans le cas du Nouveau-Brunswick, deux grands projets de production d’électricité étaient
46 envisagés, mais la province ne pouvait pas utiliser immédiatement toute la capacité. Le projet de

1 la Baie James au Québec est un cas similaire. Une discussion s'est engagée sur la mesure dans
2 laquelle les lignes internationales ont été construites pour répondre à des impératifs de fiabilité.
3 Tels étaient la raison d'être de l'établissement d'interconnexions. Finalement, il importe de
4 mieux cerner quels sont les avantages tirés des lignes internationales, notamment quant à la
5 fiabilité, au transit, au partage de réserves, et ainsi de suite.

6
7 Transport Énergie NB a indiqué que puisque le ministre reçoit l'information découlant de la
8 fonction de surveillance, il y aurait lieu que le gouvernement fédéral contribue lui aussi à son
9 financement. Ce travail sert l'intérêt public. Hydro-Manitoba convenait que la surveillance de
10 l'industrie pouvait fort bien servir les intérêts du gouvernement fédéral, mais a souligné qu'il
11 faut un mécanisme de répartition des coûts qui partage les intérêts canadiens et(ou) fédéraux sur
12 une base plus large que les seuls exportateurs. L'ONÉ a déclaré qu'il n'entre pas dans son
13 mandat de prendre ce genre de décision.

14
15 Transport Énergie NB a souligné que pour obtenir une répartition véritable des coûts, il faudrait
16 que l'information soit vendue, bien que cela ne représente pas une solution pratique dans
17 l'immédiat.

18
19 L'atelier s'est terminé sur cette note. Tous les participants s'entendaient pour dire que les
20 principaux points avaient été suffisamment débattus pour le moment, et l'ONÉ a indiqué qu'il y
21 aurait d'autres possibilités de fournir des commentaires au cours du processus de consultation
22 qui suivrait.

23 **Étapes suivantes**

24
25
26 La gestionnaire de projet a indiqué que les commentaires des parties étaient à la fois nécessaires
27 et les bienvenus. Les participants de l'industrie approuvaient le processus de consultation qui
28 était proposé.

- 29
- 30 ■ Un projet de compte rendu sommaire de l'atelier sera envoyé aux participants au début de
31 janvier 2005 afin de recueillir leurs commentaires et d'assurer que le document reflète
32 fidèlement les délibérations de l'atelier (délai de 14 jours pour présenter des commentaires).
 - 33 ■ Le compte rendu sommaire définitif de l'atelier sera envoyé aux parties prenantes dans
34 l'industrie, à titre d'information, et celles-ci disposeront de 30 jours pour proposer d'autres
35 idées.
 - 36 ■ Une consultation sur le projet de concept de recouvrement des frais aura lieu au printemps
37 2005. Le concept sera diffusé à l'échelle de l'industrie de l'électricité avant la rencontre.

Annexe A Options et questions débattues à l'atelier

L'industrie a fourni quelques points de départ pour la réflexion sur les modifications susceptibles d'être apportées au processus de recouvrement des frais. Voici les points saillants de la discussion.

Coûts liés aux demandes

Le demandeur paie -- Consensus général de la part des représentants de l'industrie :

- Tous les participants de l'industrie ont convenu que les demandeurs devraient assumer la totalité des coûts afférents à leur demande, qu'il s'agisse d'exportateurs qui sollicitent des permis d'exportation ou de transporteurs désireux de construire une ligne internationale de transport d'électricité.

Le demandeur paie -- Questions à régler :

- Est-il possible d'obliger les demandeurs à payer les coûts associés à leur demande si cette dernière n'est pas approuvée, ou faut-il que ces coûts soient partagés parmi tous les intervenants?
- Quel est le risque (s'il y en a un) qu'une régie provinciale refuse d'approuver les coûts que l'ONÉ a assignés au demandeur? Qu'est-ce qui peut ou doit être fait pour atténuer ce risque?
- Les demandes frivoles sont-elles une source de préoccupation? Existe-t-il suffisamment de mécanismes régulateurs pour les éliminer?
- Comment s'y prendre pour déterminer les coûts? (l'ONÉ n'a pas de mécanisme lui permettant de suivre les coûts du personnel).
- Faut-il élaborer un mécanisme pour le suivi des coûts? Dans l'affirmative, comment serait financé ce travail?
- L'application d'une redevance fixe a été proposée comme solution de rechange à la comptabilisation des coûts réels.
- Facturer une redevance fixe pour les demandes d'exportation serait relativement simple. Ces demandes sont d'un caractère plus routinier que les demandes concernant des lignes de transport, où la longueur et le coût sont des variables importantes.
- Pour les projets de lignes de transport, il serait possible de définir trois niveaux de complexité ou d'envergure de la demande avec un barème de redevances fixes correspondant à chaque niveau.
- Convient-il de fixer un plafond quant au montant exigible d'un demandeur?
- Quand devrait-on facturer le demandeur : – chaque trimestre ou à la fin de l'audience?
- Dans quelle mesure les redevances exigées doivent-elles correspondre aux coûts véritables? Faudrait-il procéder à un « rajustement » post-audience pour refléter les coûts réels?

Coûts engagés par l'ONÉ pour les éléments suivants :

Déclarations mensuelles sur les exportations

- Les exportateurs sont tenus de présenter des déclarations mensuelles suivant la Loi sur l'ONÉ et le *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les rapports relatifs aux exportations et importations*.
- Les participants de l'industrie ne sont pas certains de retirer un avantage quelconque du travail associé à ces déclarations.
- Certains participants de l'industrie ont proposé que ces coûts soient classés dans la catégorie des fonctions de surveillance, alors que d'autres trouvaient qu'ils se rapportaient plutôt aux demandes d'exportation.

Surveillance de l'industrie ou du marché

- Devrait-on demander aux propriétaires de lignes de transport de payer une part de ces coûts?
- Quelle serait cette part?
- Comment devrait-on répartir ces coûts? En fonction de ceux qui bénéficient de l'activité? En fonction de la capacité installée? Suivant un simple ratio de répartition?

Autres points

- La modification de la Loi sur l'ONÉ n'est probablement pas possible à l'heure actuelle et il faudra apporter les éventuels changements par le biais du *Règlement sur le recouvrement des frais*.

Annexe B Liste des participants à l'atelier

Société ou organisme	Participant(e)	Titre
TransAlta Energy Marketing Corp	Cathy Manuel	Analyste commerciale principale
Association canadienne de l'électricité	Dan Goldberger	Conseiller principal, Questions financières et fiscales
SIGMÉ	Amir Shalaby	Gestionnaire, Questions réglementaires
Corporation de transport Énergie NB	Wayne Snowdon	Vice-président - Transport
Ontario Power Generation	Barry Green	Directeur, Marchés et recherche
Hydro-Québec TransÉnergie	Yves Dallaire	Chargé développement des affaires
SaskPower	Shannon Rayner	Conseillère principale en réglementation
Hydro-Manitoba	Kelly Hunter	Agent de l'accès du marché
Powerex Corp.	Mike MacDougall	Gestionnaire, Politique commerciale
BC Transmission Corporation	Denise Mullen- Dalmer	
Hydro-Québec (HQP & MEHQ)	Erik Bellavance	Conseiller principal
Ministère de l'Énergie de l'Alberta	Katherine Braun	Directrice, Politique de l'électricité
NorthPoint Energy	Pat Hall	Chef des services financiers
Association canadienne de l'électricité	Timothy Egan	Conseiller principal en matière de politique
Coral Energy Canada Inc.	Tomasz Lange	Gestionnaire, Transport
Office national de l'énergie	Chantal Robert	Gestionnaire de projet
Office national de l'énergie	Chantal Briand	Gestionnaire adjointe de projet
Office national de l'énergie	Claire McKinnon	Avocate principale
Office national de l'énergie	Lauren Bell	Avocate

Société ou organisme	Participant(e)	Titre
Office national de l'énergie	Valerie Katarey	Chef de secteur, Services généraux
Office national de l'énergie	Dan Philips	Chef d'équipe, Finances
Office national de l'énergie	Cassandra Wilde	Économiste
Office national de l'énergie	Karla Reesor	Animatrice
Office national de l'énergie	Kym Hopper-Smith	Coordonnatrice de la logistique
Office national de l'énergie	Julian Emanuel	Chef d'équipe, Électricité
Office national de l'énergie	John McCarthy	Chef de secteur, Produits
Sari Shernofsky, Corporate Communications	Sari Shernofsky	Consultante