

MILLÉNAIRE



CAMPUT
2 0 0 0

Aperçu national des questions de réglementation

Août 2000

Inuvik, Territoires du Nord-Ouest

Table des Matières

Régie des entreprises de service public des Territoires du Nord-Ouest	1
British Columbia Utilities Commission	3
Alberta Energy and Utilities Board	6
Régie des services publics (RSP) du Manitoba	10
Commission de l'énergie de l'Ontario	13
La Régie de l'énergie du Québec	19
Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick	23
Prince Edward Island Regulatory and Appeals Commission	25
Nova Scotia Utility and Review Board	28
Board of Commissioners of Public Utilities for Newfoundland and Labrador	30
Office national de l'énergie	36

Avant-propos

Cet Aperçu national des questions de réglementation représente une voie de communication officielle entre les membres de CAMPUT. Les compte rendus sommaires qui en font partie, présentés par les tribunaux membres, exposent les principales décisions que chaque juridiction a prises dans le domaine de la réglementation ainsi que les nouveaux enjeux auxquels les tribunaux membres ont été confrontés au cours de l'année écoulée.

Nous remercions les tribunaux membres pour leur contribution ainsi que toutes les personnes qui ont participé à la préparation de cet Aperçu.

Nous espérons que l'Aperçu saura vous intéresser et vous être utile. Vous pouvez également le consulter sur le site Web de l'Office national de l'énergie. Nous aimerions recevoir vos commentaires et vos suggestions au sujet du rapport et de son contenu au moment de l'assemblée du 22 août à Inuvik.



Régie des entreprises de service public des Territoires du Nord-Ouest

Sommaire des principales décisions et des questions d'actualité

L'année 1999 n'a pas été une période très occupée pour la Régie des entreprises de service public des Territoires du Nord-Ouest. Le principal dossier dont elle a été saisie était une demande tarifaire générale déposée par la Northland Utilities Limited pour les années d'essai 1999 et 2000. Northland dessert un certain nombre de collectivités dans la région de MacKenzie sud. La première étape de la demande a été réglée après la signature d'un règlement négocié entre les parties intéressées.

Une demande du hameau de Fort Providence, qui souhaitait être défini et reconnu comme une zone distincte aux fins de tarification, est venue compliquer la deuxième étape de l'examen de la demande. Depuis nombre d'années, le hameau avait fait partie d'une zone tarifaire qui englobait deux collectivités de moindre importance. La Régie craignait que le fait d'approuver la demande provoquerait une crise tarifaire dans les deux autres localités. Elle a demandé à l'entreprise de service public de prévoir un mécanisme d'ajustement continu des taux afin d'atténuer l'impact du changement. Par la suite, la Régie a approuvé les changements demandés aux zones tarifaires et les nouveaux barèmes de taux.

Dans ses mémoires antérieurs adressés au Comité des affaires réglementaires, la Régie avait fait valoir la nécessité de réglementer les activités de la Northwest Territories Power Corporation (« NWTPC »), principal service public d'électricité du Nord, de concert avec la Nunavut Public Utilities Board.

L'adoption de dispositions législatives a été proposée pour permettre à chacune des régies de conclure une entente établissant une division conjointe pour le traitement des demandes déposées par la NWTPC. La proposition a été

acceptée et les deux administrations ont adopté des dispositions similaires.

Or, suite à la décision du gouvernement du Nunavut de scinder le service public, décision qui prendra effet le 1^{er} avril 2001, les deux régies ne s'attendent pas à avoir à statuer sur d'importantes causes tarifaires tant que le partage de la NWTPC n'aura pas eu lieu. Elles ont toutefois traité conjointement un certain nombre de questions d'importance mineure, comme des demandes de permis d'exécution de projets et une clause d'ajustement liée au combustible.

Les installations de la NWTPC comprennent des centrales hydroélectriques et des génératrices diesel, des réseaux de transport ainsi que plusieurs réseaux de distribution isolés. Son contexte d'exploitation est unique en raison de la très faible densité des clients, des conditions climatiques et des défis logistiques qui en découlent, sans oublier l'absence d'un réseau de transport d'électricité intégré. La NWTPC exploite 46 systèmes générateurs distincts dans les deux territoires, qui alimentent en électricité une population totale d'environ 58 000 habitants dispersés sur une superficie de 3,2 millions de kilomètres carrés. Les systèmes générateurs n'étant pas raccordés, il faut les planifier et les exploiter isolément. De nombreuses propositions ont été mises de l'avant au cours des 10 à 12 dernières années concernant la création de zones tarifaires pour atténuer l'impact des grandes dépenses en immobilisations sur les collectivités. Les participants aux instances devant la Régie n'ont donné leur appui à aucune des propositions, si bien qu'il existe actuellement 46 zones tarifaires distinctes.

Deux collectivités sollicitent des propositions de la part d'autres services publics pour la fourniture d'énergie électrique. Nous croyons que l'une d'entre elles ne fait que tâter le terrain. L'autre collectivité est allée plus loin dans sa démarche et nous croyons comprendre qu'elle a choisi un

nouveau fournisseur sous réserve de l'approbation des résidents locaux, qu'elle sollicitera au moyen d'un plébiscite qui n'a pas encore eu lieu.

La Régie sera appelée à examiner des propositions tarifaires de la part d'un service public d'électricité qui est un nouveau-venu dans le Nord et qui, semble-t-il, utilisera un système réparti (*distributed system*) de quelque genre. Nous examinerons avec soin les nouveaux taux proposés lesquels, selon le maire de la collectivité, seront inférieurs aux taux actuels. Il reste à voir comment le fournisseur parviendra à offrir des taux plus bas sans compromettre la qualité du service, étant donné qu'il lui faudra aménager une nouvelle centrale de toutes pièces. La NWTPC s'assure d'avoir une puissance installée égale à 110 % de la charge de pointe afin de répondre aux besoins d'électricité que suppose le climat rigoureux des T.N.-O.

La NWTPC dispose également d'installations de secours qui peuvent être déplacées rapidement en cas de panne d'un réseau. À titre d'exemple, si la centrale électrique de Sanikiluaq, petite collectivité des îles Belcher, dans la baie d'Hudson, était totalement détruite par un incendie, il serait possible d'y rétablir l'alimentation électrique en moins de 32 heures.

Si le nouveau fournisseur répond à tous les critères de la Régie en ce qui a trait aux taux et s'il est en mesure de fournir à long terme une alimentation

électrique sûre et fiable, à des conditions satisfaisantes, il faudra composer avec le problème de la désaffectation d'immobilisations (*stranded investments*) de la NWTPC.

La Régie effectue une revue opérationnelle et stratégique de ses activités. À l'heure actuelle, elle est administrée par un président à temps plein et quatre membres à temps partiel. Le président est aidé par le secrétaire de la Régie, qui occupe un poste administratif à temps plein. La Régie s'est départie de son personnel technique et juridique, préférant passer des contrats avec des firmes externes pour obtenir les services voulus.

Les entreprises de service public qui relèvent actuellement de la Régie n'exigent plus qu'un faible degré de surveillance sur le plan de la réglementation, les besoins à cet égard ayant diminué au fil des ans. La Régie a donc vu diminuer substantiellement son volume de travail au cours des dernières années.

Si la Régie n'obtient pas de responsabilités additionnelles, comme la réglementation des taux et taxes en matière d'environnement, d'aqueducs et d'égouts, qui viendraient accroître son volume de travail actuel, elle devra peut-être modifier sa structure et ses méthodes de fonctionnement pour tenir compte de la baisse de la demande de services.

British Columbia Utilities Commission



En 1999-2000, la Commission a entrepris d'examiner ses lignes directrices en matière de règlements négociés. Elle a adopté de nouvelles options de service pour les clients du secteur industriel de BC Hydro et a travaillé à la mise au point d'un service de transport dégroupé destiné aux clients de BC Gas. Elle a examiné en outre une demande de West Kootenay Power Ltd. concernant la modernisation de ses installations de transport vieillissantes. Au nombre des principaux problèmes et défis que la Commission aura à régler dans l'avenir figurent la réduction des prix élevés du gaz que paient les clients, un examen des besoins en recettes et des taux de BC Hydro, une fois qu'elle sera de nouveau entièrement réglementée par la Commission, de même qu'un examen des taux de BC Gas, y compris les coûts relatifs au projet pipelinier Southern Crossing. Centra Gas est également tenue de déposer son premier modèle de conception tarifaire pour le projet gazier de l'île de Vancouver.

British Columbia Hydro and Power Authority

La *British Columbia Hydro and Power Authority Rate Freeze and Profit Sharing Act*, qui a gelé les taux de BC Hydro du 10 décembre 1997 au 31 mars 2000, a été prorogée jusqu'au 30 septembre 2001. La Commission n'a donc pas examiné les besoins en recettes ou les taux de BC Hydro pour 1999-2000, et ne prévoit pas le faire pour l'année 2000-2001. La Commission s'apprête à examiner les besoins en recettes et les taux de BC Hydro à compter de 2001, pour la période qui suivra l'expiration du gel des taux. Dans l'intervalle, elle a donné instruction à BC Hydro de présenter avant le 30 juin 2000 un rapport décrivant toutes ses activités commerciales d'exportation. Les recettes découlant du commerce de l'électricité représentent près du tiers des recettes totales de BC Hydro.

Malgré le « gel » des taux et des éléments à frais fixes des barèmes de taux de BC Hydro, il est possible de modifier d'autres conditions du tarif et de nouveaux taux peuvent être fixés pour de nouveaux services. Ainsi, la Commission a donné son accord à de nouveaux services destinés aux clients du secteur industriel, comme le programme Price Dispatched Curtailment (PDC), et des programmes pilotes fondés sur la période d'utilisation pour les clients des services généraux et des services de transport. Le programme PDC permet à BC Hydro d'offrir à ses clients du secteur industriel, lorsque le prix du marché de l'électricité est élevé, la possibilité de réduire leur consommation de sorte que l'électricité puisse être vendue au marché. BC Hydro et les clients partagent le produit net.

La B.C. Utilities Commission n'a pas examiné en détail les plans de ressources de BC Hydro depuis 1995. Un décret du Ministre qui dispensait BC Hydro et ses producteurs d'électricité de la nécessité d'obtenir des certificats d'utilité publique (CUP) et des autorisations concernant les contrats d'approvisionnement a récemment été prolongé au 30 septembre 2001.

Selon le plan d'électricité intégré pour 1999 de BC Hydro, cette dernière aurait besoin d'un approvisionnement supplémentaire en électricité pour l'île de Vancouver d'ici 2007. L'option que privilégie BC Hydro serait une usine de cogénération (laquelle s'ajouterait au projet Island Cogeneration, à Campbell River). BC Hydro étudie la possibilité de construire un nouveau gazoduc qui acheminerait du gaz naturel depuis la vallée du bas Fraser jusqu'à l'île de Vancouver, en traversant l'état du Washington et le détroit de Georgia. BC Hydro aura besoin de l'autorisation de la Commission pour terminer ses projets de centrales au gaz naturel sur l'île de Vancouver, et acheminer le gaz naturel requis au moyen d'un nouveau gazoduc sous-marin.

West Kootenay Power Ltd.

En novembre 1999, West Kootenay Power Ltd. (« WKP ») a présenté une demande de CUP en vue de moderniser ses installations de transport vieillissantes. La demande de WKP faisait suite à d'importantes pannes et surtensions d'électricité survenues au cours de l'été de 1999, et le projet est censé améliorer considérablement la sécurité et la fiabilité du service électrique. Bien que les autres propriétaires régionaux de services de transport appuient en principe le projet, WKP n'est pas parvenue à s'entendre tout à fait avec ces derniers au sujet de l'interconnexion de leurs réseaux de transport, ainsi qu'au sujet des questions de propriété et de partage des coûts. Une décision approuvant la majeure partie du projet a été rendue le 5 juin 2000. La difficulté de conclure des ententes entre les propriétaires de services de transport dans la région de Kootenay a mis en lumière les avantages possibles d'une organisation de transport régionale.

Services de gaz

La plupart des services publics de gaz naturel de la Colombie-Britannique ont demandé d'importantes majorations de taux en 2000, et celles-ci sont destinées principalement à récupérer le coût supérieur du gaz. Comme les taux sont fixés en fonction d'une année d'essai future et basés sur le coût prévu du gaz, les différences entre le coût réel du gaz et son coût prévu sont enregistrées dans des comptes de report. Or, comme le coût du gaz a augmenté encore plus vite que prévu, certaines entreprises de services publics accumulent des soldes importants dans leurs comptes de report. Dans cette situation, la Commission doit examiner s'il lui faut commencer à réduire les soldes et, dans l'affirmative, de quelle manière.

En Colombie-Britannique, les ventes directes de gaz n'ont pas encore pénétré les marchés commerciaux et résidentiels. En réponse aux demandes de courtiers/négociants en gaz naturel,

la Commission a entrepris de mettre au point, pour BC Gas, un tarif pour un service « ABC-T » (Agency, Billing and Collection Transportation), qui offrirait aux clients du secteur résidentiel et du secteur commercial la possibilité d'acheter directement du gaz. En avril 2000, la Commission a demandé aux négociants de confirmer qu'ils affecteraient des ressources techniques à l'élaboration de procédés commerciaux et d'interfaces convenables avec BC Gas. Ce travail se poursuit.

En mai 1999, la Commission a approuvé la demande de BC Gas concernant la délivrance d'un CUP en vue de construire le gazoduc Southern Crossing, qui s'étendrait du réseau d'Alberta Natural Gas Ltd., situé à Yahk, jusqu'à Oliver, en Colombie-Britannique. En mars 1999, BC Gas a présenté une demande à la Commission afin qu'elle détermine comment inclure dans les taux les coûts du projet Southern Crossing. La Commission étudiera la demande au cours de l'été et de l'automne 2000, et a donné instruction à BC Gas de soumettre au début de l'an 2001 une demande exhaustive de conception tarifaire.

Centra Gas achemine du gaz naturel jusqu'à l'île de Vancouver dans le cadre d'une initiative gouvernementale qui oblige les clients à payer des taux qui sont proches du coût des combustibles concurrents (pétrole et électricité). Les taux ne sont pas fondés sur les coûts, et il s'accumule des reports de coûts considérables. Étant donné que de nouveaux clients du secteur industriel se joignent au réseau, Centra Gas est tenue de soumettre, à l'automne de l'année 2000, son premier modèle de conception tarifaire exhaustif.

Examen du processus de règlements négociés

En janvier 1996, la Commission a diffusé des lignes directrices de nature procédurale concernant les règlements négociés; celles-ci décrivent le processus que doivent suivre les parties qui tentent

de négocier un accord. En octobre 1999, la Commission a établi des procédures écrites en vue d'examiner les directives régissant le processus de règlements négociés. Les derniers commentaires

lui sont parvenus en mars 2000. Elle examine actuellement les commentaires et déterminera comment réviser les directives.

Sommaire réglementaire

Le présent sommaire est axé sur les décisions relatives aux demandes de services publics, et plus précisément sur les principales décisions en matière d'énergie. Toutes les décisions de l'Alberta Energy and Utilities Board (EUB) peuvent être consultées à l'adresse suivante :

www.eub.gov.ab.ca.

Tarifs d'ATCO Electric et de TransAlta Power Phase II (Décisions U99034, U99035, 2000-11, 12, 13, 15, 26)

En août 1999, les décisions ont porté sur les demandes d'ATCO Electric (AE) et TransAlta Utilities Corporation (TransAlta) en vue de redistribuer les coûts entre les diverses catégories de clients à la suite de la restructuration de l'industrie albertaine de l'électricité, entamée en 1996. Il a fallu déposer de nouveau les demandes à deux reprises pour régler diverses questions. Les majorations des catégories de tarifs particulières ont été plafonnées à moins de 10 % de manière à assurer une transition ordonnée à une industrie de l'électricité restructurée.

Les nouveaux tarifs de TransAlta et d'AE n'ont pas eu d'incidence sur le taux de rendement des actionnaires.

Besoins en recettes des services d'électricité pour 1999-2000 (Décisions U99099, 2000-2, 3, 4, 5, 19, 31, 32, 36)

Décision de novembre 1999 visant TransAlta, EPCOR Generation Inc., EPCOR Transmission Inc. et ATCO Electric. Antérieurement, soit le 10 mai 1999, l'EUB a approuvé un accord de règlement négocié entre AE et des groupes de clients intervenants, qui a permis de régler toutes les questions, sauf trois concernant les termes et les conditions de service.

L'EUB a mis en œuvre des processus aux fins de la transition à un régime de déréglementation de la production et de concurrence dans le secteur du

détail à compter du 1^{er} janvier 2001, y compris des processus de vérification relatifs aux comptes de transition. Un mécanisme de compte de report pour les prix du « pool » d'électricité a été établi afin de tenir les clients et les services publics dans une position de risque équilibrée par rapport aux gains ou aux pertes associés à la difficulté de prévoir les prix du Power Pool.

L'EUB a augmenté de 40 % à 41 % le capital-actions ordinaire intégré de TransAlta et a autorisé un taux de 9,25 % sur le capital-actions ordinaire ainsi majoré. L'EUB a fait remarquer que ce pourcentage de 9,25 % sur 41 % équivaut à un taux de rendement de 9,40 % sur 40 % si TransAlta décide de maintenir son capital-actions ordinaire à 40 %.

L'EUB a ordonné que le taux de rendement autorisé (la combinaison de la prime de risque plus le taux hors-risque) pour TransAlta et EPCOR sera ramené de 11,25 % à 9,25 % à compter du 1^{er} janvier 1999. Ce changement fait suite à la décision de l'EUB selon laquelle la prime de risque incluse dans le rendement du capital investi pour TransAlta et EPCOR devrait demeurer au niveau de 1996, soit 3,5 %.

Décision concernant le rapport de l'équipe d'évaluation indépendante (Décisions U99073, U99113)

La décision concernant le rapport de l'équipe d'évaluation indépendante (EEI) sur les contrats d'achat d'électricité (CAE) ayant trait aux groupes générateurs réglementés appartenant à ATCO Electric, EPCOR et TransAlta Utilities a été rendue le 30 décembre 1999.

LEEI a été désignée par le ministre du Développement des ressources pour procéder à une évaluation des propositions des services publics concernant les CAE, ainsi que pour recommander un plan et une série connexe de règles régissant la vente aux enchères des CAE. Ces dernières - des ententes de longue durée entrant en vigueur en 2001 et valables durant une période maximale de

vingt ans - fixent les conditions et les modalités opérationnelles et commerciales auxquelles sont soumis les propriétaires de groupes générateurs d'électricité et les acheteurs des CAE. Les enchères relatives aux CAE auront lieu en juillet 2000.

La majorité des membres de l'EUB ont conclu qu'aucune des parties demandant des modifications n'est parvenue à montrer que l'EEI n'exécutait pas ses fonctions conformément à la loi et aux règlements. Dans le même ordre d'idées, il n'a pas été établi que les CAE ou les autres décisions de l'EEI sont manifestement déraisonnables, qu'ils ne sont pas étayés convenablement par une analyse économique ou qu'ils ne sont pas conformes à l'intérêt du public. Aucune modification aux CAE n'a été effectuée.

Tarifs du transport d'électricité pour 1999 et 2000 (Décisions 2000-1, 24, 25, 27, 34)

La décision concernant la demande d'ESBI Alberta Limited (EAL) au sujet de l'approbation des besoins en recettes, de la conception tarifaire, des tarifs et d'autres questions de nature réglementaire a été rendue le 2 février 2000. EAL est l'Administrateur indépendant du réseau de transport d'énergie électrique de l'Alberta, et elle gère le réseau provincial interconnecté de transport de l'énergie électrique, dont les câbles appartiennent aux services publics existants. L'Administrateur est tenu par la loi d'accorder aux acheteurs et aux vendeurs un accès non discriminatoire au réseau de transport et de faire en sorte que ce dernier soit fiable et fonctionne efficacement.

Les tarifs approuvés amélioreront la fiabilité du réseau et y encourageront des gains d'efficacité. Ils constituent une étape importante de la restructuration et de la déréglementation de l'industrie de l'électricité.

Les propriétaires de groupes générateurs et les clients des charges se partageront les coûts du réseau de transport. Cela diffère de la situation

actuelle, où la quasi-totalité des coûts est assumée par ces clients. Les propriétaires de groupes générateurs majoreront les prix offerts au Power Pool en vue de recouvrer la hausse des coûts prévus par les tarifs de transport. Les coûts supérieurs de l'énergie que supportent les clients des charges sont contrebalancés par une réduction des tarifs de transport.

L'EUB a donné son accord à un mécanisme axé sur le marché (le processus d'offres permanentes) en vue de fournir des encouragements financiers à la mise en place de nouveaux groupes générateurs dans des endroits de la province où il est nécessaire de régler les contraintes de transport.

Produits et prix de NGTL pour 1999 - (Décision 2000-6)

La décision concernant la demande de Nova Gas Transmission Ltd (NGTL) au sujet de nouvelles offres de services et des tarifs, droits et frais connexes a été rendue le 4 février 2000. NGTL a proposé d'effectuer un changement fondamental par rapport à son actuelle conception des taux de type « timbre-poste », qui existait depuis 1980.

L'EUB a conclu que l'objectif des taux de type timbre-poste est maintenant atteint. L'évolution des conditions du marché et l'intensification de la concurrence dans le secteur du transport du gaz naturel obligent maintenant à adopter une formule nouvelle.

Les taux « timbre-poste » seront remplacés par une nouvelle formule de taux [taux spécifiques aux points de réception (TSPR)] qui reflète mieux le coût associé à la distance et au diamètre des pipelines. L'EUB a conclu que les TSPR sont la formule qui correspond le mieux aux principes admis de tarification et qu'elle est conforme à l'intérêt public.

L'EUB a ordonné à NGTL d'incorporer dans sa tarification et d'appliquer un mécanisme de prix-plancher et plafond au cours d'une période de transition de quatre ans afin d'amoinrir l'effet que

suscitera l'abandon de l'actuel système des taux « timbre-poste ».

L'EUB a également donné son accord au projet de construction d'une nouvelle installation de NGTL, tel que présenté, mais n'était pas disposée à permettre aux sociétés affiliées de NGTL de prendre part à la construction d'installations latérales avant que soit mis en place un code de conduite que l'EUB juge satisfaisant. En outre, cette dernière a accepté que les nouvelles installations latérales de réception et de livraison de l'Alberta soient incluses dans la base tarifaire, à la condition que ces installations soient en service dans les quatre mois suivant la mise en œuvre de la décision de l'EUB. Par la suite, ces installations seront exclues de la base tarifaire de NGTL, de même que de ses besoins en recettes.

Demande tarifaire générale d'ATCO Gas and Pipelines Ltd. (Décision 2000-09)

La décision concernant la demande d'ATCO Gas and Pipelines (autrefois appelée « Canadian Western Natural Gas ») a été rendue le 2 mars 2000; elle porte, notamment, sur des questions de stockage de gaz, d'approvisionnement et de comptabilité. L'EUB a traité de la structure du capital, des recettes de stockage, des opérations menées avec les sociétés affiliées, du code de conduite et des remboursements destinés aux consommateurs.

L'EUB a signalé que des changements découlant de la restructuration des services publics suscitent des préoccupations quant à la relation qui existe entre les entités réglementées et non réglementées. Il ne suffit plus d'exprimer passivement ces préoccupations, et l'EUB a ordonné à CWNG d'établir un code de conduite régissant les activités menées avec les sociétés affiliées. L'EUB a donné des conseils sur les secteurs particuliers dont il fallait traiter.

Décisions relatives au pétrole et au gaz

Puits de gaz acide de Lochend (Décision 99-16)

Le 12 juillet 1999, l'EUB a approuvé une demande de Canadian 88 Energy Corp. visant à obtenir un permis de forage d'un puits de gaz acide critique de niveau 4 dans la région de Lochend, à une distance de 11 kilomètres environ à l'ouest de Calgary.

Même si l'EUB était d'avis que les risques associés à ce puits étaient représentatifs des risques industriels normaux qu'accepte la société et que l'on pourrait forer ce dernier sans danger, elle n'était pas convaincue de l'état de préparation de Canadian 88. L'EUB a donc imposé un certain nombre de conditions strictes et exceptionnelles à laquelle l'entreprise devait satisfaire avant le début des travaux de forage et la délivrance d'un permis de forage. Cette mesure était nécessaire pour assurer des niveaux supplémentaires de sécurité dans les travaux de forage.

Demande de Gulf en vue de la suspension de la production de gaz à Surmont - (Décision 2000-22)

Le 3 avril 2000, l'EUB a rendu sa décision au sujet d'une demande émanant de Resources Gulf Canada Ltée (Gulf) pour que l'EUB ordonne la suspension de la production de gaz associé de 183 puits dans la région de Surmont. L'EUB a conclu que la poursuite de la production de gaz associé à Surmont présente un risque considérable pour la récupération future du bitume. Elle a donc approuvé en partie la demande de Gulf, et ordonnera la suspension de la production gazière de 146 puits spécifiés dans le rapport de décision 2000-2022, à compter du 1^{er} mai 2000.

L'EUB a soigneusement pesé les avantages et les risques qu'il y avait à autoriser la poursuite de la production de gaz, par opposition à la décision d'ordonner la suspension de cette activité. Il a été conclu que, dans les concessions de sables

bitumineux que tient Gulf à Surmont, les ressources bitumineuses représentent une ressource énergétique considérable pour la province, et qu'il convient de la protéger en vue de l'exploiter dans le futur. Dans la région pour laquelle il est demandé de procéder à la suspension, les réserves de gaz naturel sont une ressource énergétique importante, mais de moindre envergure. L'EUB a reconnu que dans le cadre de son mandat de conservation, il ne serait pas

conforme à l'intérêt public d'accepter la possibilité que l'on mette en péril une vaste ressource bitumineuse en autorisant la poursuite de la production gazière.

À la suite de la diffusion du rapport de décision, et en vertu de l'article 91 de la Loi canadienne sur le pétrole et le gaz naturel, la province a ordonné à l'EUB de dresser un plan d'indemnisation des entités auxquelles la fermeture des puits pourrait porter préjudice.

Gaz naturel

Les questions relatives au gaz naturel continuent d'être un sujet de préoccupation de premier plan pour la Régie, et, de ce fait, une dizaine d'ordonnances importantes ont été délivrées. Au nombre des sujets traités figuraient l'autorisation de demandes d'octroi de concessions et d'expansion de services, les majorations de taux et l'acquisition, par la société d'état Hydro-Manitoba, du distributeur privé de gaz.

En examinant les demandes d'octroi de concession et d'expansion, la Régie a traité d'un certain nombre de questions.

Parmi les questions les plus importantes figuraient la répartition des coûts d'expansion entre les diverses catégories de clients, l'octroi de concessions pour des régions entières, dont certaines parties ne seraient jamais desservies par le service public, l'autorisation d'un supplément de taux pour aider à financer les coûts d'immobilisations des projets, et une demande de la part de particuliers en vue de la tenue d'un plébiscite visant à déterminer le fournisseur d'une taxe foncière destinée à financer le projet en vertu de l'article 66 de la *Loi sur la Régie des services publics*.

L'achat, par une société d'état, d'un service public actionnaire soulève un certain nombre de questions fondamentales sur le plan de la réglementation. L'acquisition de Centra Gas comprenait un prix d'achat de 245 M\$, plus une créance en matière de transfert fiscal de 78 M\$ payable aux deux paliers de gouvernement (parce que la société passe d'un statut privé à celui d'une société d'état) et des obligations à court terme de 15 M\$. Après la transaction, le gouvernement provincial a touché 29,5 M\$ et le gouvernement fédéral 48,5 M\$ (soit, en tout, 78 M\$) sous la forme d'un paiement unique. Il y avait toutefois des taxes annuelles de 4,4 M\$ à payer au gouvernement provincial et de 6,6 M\$ à payer au gouvernement fédéral. Ces deux montants ont été laissés dans les taux relatifs au

gaz pour réduire le montant de 78 M\$; après que la créance aura été acquittée, 37 % du montant de 11 M\$ iront ensuite au gouvernement sous la forme d'une subvention tenant lieu d'impôt foncier, et le solde servira à réduire les intérêts accumulés, après quoi la totalité de la somme de 11 M\$ sera versée au gouvernement sous forme de subvention tenant lieu d'impôt foncier.

Dans sa décision, la Régie a fait état des différences marquantes qui existent dans le cadre de réglementation de chaque service public, ainsi que de la nécessité d'examiner ce cadre. Des coûts et des avantages avaient été prévus pour les clients et, même si l'on projette que les économies découlant de la synergie de la fusion seront de l'ordre de 12 M\$, la Régie a noté que les clients étaient exposés à des risques si ces économies ne se concrétisaient pas. Un certain nombre de recommandations et de directives ont été fournies aux services publics, notamment les suivantes :

- 1) soumettre à l'approbation de la Régie un plan d'intégration fonctionnel comprenant un processus de contrôle annuel;
- 2) comptabiliser tous les coûts et toutes les recettes concernant le gaz séparément des coûts et des recettes concernant l'électricité, à des fins réglementaires;
- 3) comptabiliser séparément tous les coûts d'acquisition directs à soumettre annuellement à l'examen de la Régie;
- 4) comptabiliser séparément tous les coûts d'intégration directs de manière à ce que la Régie puisse les examiner plus tard;
- 5) comptabiliser séparément toutes les économies directement liées à la transaction afin que la Régie puisse les examiner plus tard;
- 6) dans les douze mois suivant la date de clôture, rendre compte à la Régie de l'estimation révisée des coûts d'acquisition, des coûts d'intégration, des économies prévues ainsi que

- d'un plan proposé quant à la façon de répartir les avantages nets attribuables à la transaction entre les clients du service de distribution de gaz et les clients du service d'électricité;
- 7) présenter des demandes à la Régie, dans les délais les plus brefs possibles, en vue de faire confirmer les taux pour l'an 2000, et ce, tant pour le service de distribution de gaz que pour le service d'électricité;
 - 8) envisager une période d'amortissement plus courte pour tous les coûts relatifs à la transaction, y compris les coûts d'intégration et l'achalandage;
 - 9) ne pas interfinancer les activités d'un service public à l'aide des activités de l'autre;
 - 10) envisager le besoin d'établir un nouveau code de conduite qui traite de la façon de répartir entre les deux services publics les informations destinées aux clients et les opérations commerciales.

La Régie a recommandé également au gouvernement du Manitoba qu'il modifie la *Loi sur la Régie des services publics* afin de supprimer l'exonération accordée à Hydro aux termes du paragraphe 2(5), laquelle annule essentiellement la compétence que cette loi confère à la Régie, c'est-à-dire les pouvoirs de surveillance généraux.

Électricité

La fiabilité de l'approvisionnement est devenue une question importante pour le marché des États-Unis, et elle a une incidence sur tous les fournisseurs situés au nord de la frontière américaine. La Régie examine son rôle à cet égard et assumera vraisemblablement une certaine responsabilité de nature réglementaire. Par souci d'harmonisation, la Régie étudiera avec ses homologues aux États-Unis et au Canada comment régler le mieux possible cette question.

Ainsi qu'il a été noté plus tôt, Centra Gas Manitoba Inc. a été acquise par la société d'état Hydro-

Manitoba. La réglementation de ces deux entités relève actuellement de deux lois distinctes. Hydro-Manitoba n'est pas soumise à la compétence de la Régie en vertu de la *Loi sur la Régie des services publics*. La Régie tire les pouvoirs de réglementation économique qu'elle exerce sur Hydro-Manitoba de la *Crown Corporations Act*, qui limite la compétence de la Régie à la simple approbation des tarifs. La Régie demeure compétente au sujet des besoins en recettes du service public mais n'a pas compétence pour approuver des projets d'immobilisations ou entendre les plaintes des clients. Les pouvoirs de surveillance généraux de la Régie ne s'appliquent pas.

Centra Gas Manitoba Inc. continue d'être réglementée selon la méthode fondée sur le taux de rendement de la base tarifaire, et cela ne changera pas dans l'avenir immédiat. La *Loi sur la Régie des services publics*, de même que ses pouvoirs étendus, s'appliquent dans leur intégralité.

Certains pensent qu'il faudra changer cette différence sur le plan de la surveillance et des pouvoirs de réglementation. La question à laquelle il faut répondre est de savoir en faveur de quel régime?

Il existe deux paradigmes, et les deux sont justifiables. Premièrement, il y a celui qu'appuie Hydro-Manitoba, laquelle estime, à titre de société d'état, que les questions d'intérêt public qui sont associées au fait d'être le fournisseur d'un service essentiel dans un contexte monopolistique relèvent à juste titre de l'état.

Les tenants de ce paradigme soutiennent de plus qu'il n'y a pas de conflits entre les intérêts des payeurs de droits et ceux de la société. Ils qualifient souvent cette situation de « roue de la responsabilisation ». Ils mettent en doute l'utilité de l'organisme de réglementation, surtout lorsque l'on tient compte des coûts.

En outre, leur responsabilité est étayée par les examens du Conseil des corporations de la

Couronne, un organisme qui relève du ministre des Finances, par la tenue de séances sur la responsabilisation de l'état, par des réunions du Public Utilities Committee de l'assemblée législative et, bien sûr, par les plaintes de la clientèle.

D'autres, dont la Régie des services publics, font valoir que les questions de propriété devraient traiter de la forme de réglementation, mais non de la nécessité de la réglementation en soi. Un renvoi réglementaire éloigne encore davantage les questions complexes de détermination des tarifs des questions plus pressantes auxquelles l'état fait face, peut-être même sans qu'il en coûte quoi que ce soit à ce dernier. Le processus réglementaire

permet de créer un mécanisme ordonné pour la tenue de ces examens et permet également au public d'influencer ces décisions de manière éclairée.

Reconnaissant que de telles entités ont d'importants besoins en capitaux et que si elles sont mandatées, elles peuvent revêtir une grande importance économique, les assemblées législatives sont tentées de conserver la compétence sur de telles questions et, peut-être, de recourir à un processus pour solliciter seulement des recommandations. Si les recommandations ne sont pas adoptées, subsiste-t-il un risque de rejet financier si l'organisme de réglementation a compétence sur les besoins en recettes, et un tel pouvoir est-il utile?

Commission de l'énergie de l'Ontario



Mandat

La *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie* a redéfini le rôle et le mandat de la Commission de l'énergie de l'Ontario (la Commission), ajoutant aux pouvoirs qu'elle détenait à titre d'organisme de réglementation du gaz naturel et lui conférant d'importants nouveaux pouvoirs dans le secteur de l'électricité.

Performance

Réglementation de l'électricité - Ouverture du marché à la concurrence en novembre 2000

Permis et codes

Tout intervenant du marché de l'électricité doit posséder un permis. Toutes les entreprises établies de distribution, de transport et de production d'énergie électrique ont été munies de permis, sauf trois distributeurs privés. En 1999, sept permis de vente au détail ont été délivrés. L'observation des codes pertinents est une condition d'obtention du permis. Six codes ont été élaborés pour réglementer les activités des intervenants du marché :

Le Code d'affiliation des distributeurs et des transporteurs (*Affiliate Relationship Code for Electricity Distributors and Transmitters*) établit les normes et les conditions qui s'appliquent aux rapports que les distributeurs ou les transporteurs d'électricité entretiennent avec leurs entreprises réputées membres du même groupe.

Le Code de conduite des détaillants en électricité (*Electricity Retailer Code of Conduct*) établit les normes minimales que tout détaillant en électricité titulaire d'un permis doit observer pour vendre de l'électricité au détail. Des exigences précises pourraient s'appliquer aux propositions de contrat faites aux clients résidentiels ou à de petites entreprises.

Le Code PROVISoire des réseaux de transport (*DRAFT Transmission System Code*) établit les

conditions minimales qu'un transporteur doit remplir pour la gestion de son réseau de transport; les normes qui s'appliquent à l'exploitation et à l'entretien; ainsi que les conditions et les dispositions normalisées exigées pour un contrat de branchement.

Le Code PROVISoire des réseaux de distribution (*DRAFT Distribution System Code*) établit les conditions minimales qu'un distributeur doit remplir pour satisfaire à ses engagements concernant la distribution de l'électricité.

Le Code de règlement au détail (*Retail Settlement Code*) établit les obligations minimales qu'un distributeur ou un détaillant doit remplir pour déterminer les coûts à payer par un détaillant en électricité ou un consommateur aux termes d'un règlement et pour faciliter le traitement des demandes de services spéciaux (service transaction request) lorsqu'un détaillant concurrent offre des services à un consommateur.

Le Code sur le service d'approvisionnement standard pour les distributeurs d'électricité (*Standard Supply Service Code for Electricity Distributors*) établit les conditions minimales qu'un distributeur doit remplir relativement à son obligation de vendre de l'électricité.

Tarifs et RAP

Pour dissocier les prix « concurrentiels » du produit des frais associés aux activités monopolistiques de distribution, les services de distribution doivent offrir des tarifs dégroupés. La Commission a mis au point un processus et un modèle de tableau pour aider les sociétés de distribution à accomplir ce travail.

En janvier 2000, la Commission a approuvé un régime de réglementation axée sur la performance (RAP) pour le groupe de plus de 250 distributeurs de l'Ontario. Ce régime prévoit un plafonnement des prix pour les tarifs de distribution, fixe des normes de performance minimales à l'égard de la qualité des services et fournit un cadre cohérent

pour surveiller la qualité du service. Le plafonnement des prix exige que tout changement des prix de distribution soit basé sur le prix des intrants et sur les exigences quant à la productivité annuelle. De plus, un rendement différé et des frais exceptionnels ou de transition raisonnables (non soumis au plafonnement) peuvent être imputés aux consommateurs. Cette approche axée sur la performance dissocie les coûts des recettes. La Commission a mis au point un processus et un guide des tarifs pour aider les sociétés de distribution locale à mettre en oeuvre le régime de RAP approuvé avant l'ouverture du marché à la concurrence. Ce guide, intitulé *Electricity Distribution Rate Handbook*, a été publié en mars 2000.

Au cours de l'instance sur la RAP, la Commission a offert aux services de distribution la possibilité d'obtenir jusqu'à concurrence d'un taux de rendement basé sur le marché (pouvant atteindre 9,88 %) sur leur capital-actions ordinaire.

Un guide des méthodes comptables (*Accounting Procedures Handbook*), comprenant un système uniforme de comptabilité (*Uniform System of Accounts*), a également été approuvé et diffusé en novembre 1999. Le guide offre des conseils aux services publics de distribution sur les méthodes et les exigences en matière de comptabilité et propose un système de comptabilité uniforme.

La Commission a tenu une seule instance tarifaire en 1999 pour fixer les tarifs de transport de la Hydro One Networks Inc. (anciennement Ontario Hydro Networks Company Inc.) Des ordonnances fixant les tarifs provisoires de quelque 260 distributeurs ont été délivrées. La Commission a également lancé un processus pour réexaminer le budget de la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGMÉ) et fixer les redevances qu'elle peut exiger.

Projets visant les installations

Pour faciliter la surveillance réglementaire des activités monopolistiques des réseaux de distribution en Ontario, on a commencé à mettre en place des moyens d'évaluer la faisabilité technique et les conséquences économiques de l'expansion des réseaux, ainsi que leurs effets sur l'environnement.

Regroupements, acquisitions, fusions et désinvestissements (RAFD)

Pour appuyer la surveillance réglementaire des RAFD (Mergers, Acquisitions, Amalgamations and Divestitures - MAAD) dans l'industrie de l'électricité en Ontario, la Commission a diffusé des lignes directrices sur les exigences de dépôt en février 2000. En examinant une demande, la Commission centre son attention sur l'effet que la transaction proposée pourrait avoir sur la poursuite des six objectifs énoncés dans la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*.

Surveillance du marché

En prévision du rôle qu'elle aura à jouer au titre de la surveillance des marchés de l'électricité, un protocole entre la commission, la SIGMÉ et le Bureau fédéral de la concurrence est en voie d'être rédigé pour clarifier et harmoniser les rôles et les responsabilités de chacun.

Réglementation du gaz

Permis et codes

Depuis le 1^{er} mars 1999, tout particulier ou compagnie qui vend du gaz naturel aux clients du secteur résidentiel ou à de petits clients commerciaux en Ontario doit détenir un permis délivré par la Commission. Cette dernière a délivré 20 permis en 1999. En outre, les agents de commercialisation du gaz sont tenus d'observer les codes suivants :

Le Code d'affiliation des services de gaz (*Affiliate Relationships Code for Gas Utilities*), qui établit les normes et conditions régissant les rapports que les distributeurs, les transporteurs et les compagnies de stockage entretiennent avec leurs entreprises réputées membres du même groupe.

Le Code de conduite des agents de commercialisation de gaz (*Code of Conduct for Gas Marketers*), qui établit les normes minimales que doivent observer les agents de commercialisation de gaz pour vendre du gaz ou offrir de vendre du gaz à un consommateur de faible quantité, ou pour agir en qualité de mandataire ou de courtier relativement à la vente de gaz ou à une proposition de vente de gaz.

Accords de concession pour les municipalités

La Commission a commencé à examiner les révisions à l'accord-type de concession (*Model Franchise Agreement*) élaboré initialement en 1987. Une décision doit être prise cette année.

Règle d'accès pour les distributeurs

La Commission a convoqué un groupe de travail de l'industrie qui doit lui faire des recommandations sur les règles qu'elle devrait envisager d'établir relativement à la mobilité des clients, au regroupement des services et aux rapports des distributeurs avec les détaillants, les clients et les consommateurs. Il s'agissait d'élaborer des règles qui sont à la fois non préférentielles et non discriminatoires, qui suivent l'évolution dans le secteur de l'électricité et qui proposent des pratiques commerciales uniformes pour tous les distributeurs de gaz.

Tarifs et RAP

Enbridge et Union sont en voie de séparer les composantes de leurs activités et de leurs services

selon qu'il s'agisse de fonctions concurrentielles ou monopolistiques.

La Commission a approuvé un régime limité de RAP pour les activités d'exploitation et d'entretien d'Enbridge Consumers Gas. Union Gas a présenté une demande tarifaire fondée sur un régime de RAP de cinq ans. Une instance portant sur la demande est en cours.

Sommaire des résultats

La Commission a travaillé de près avec ses homologues dans l'industrie pour tirer partie de leur expérience et façonner le nouveau cadre de réglementation. Voici les résultats de ses travaux :

Politiques, règles et règlements

- ✓ Publication du guide des méthodes comptables et établissement du système uniforme de comptabilité
- ✓ Publication du Code d'affiliation des distributeurs et transporteurs d'électricité
- ✓ Élaboration du Code d'affiliation des distributeurs de gaz
- ✓ Ouverture du Centre de services à la clientèle
- ✓ Élaboration du Code des réseaux de distribution
- ✓ Publication du Code de conduite des détaillants en électricité
- ✓ Dépôt de la RAP pour la distribution de l'électricité¹
- ✓ Élaboration des règles d'accès concernant les distributeurs de gaz
- ✓ Publication de lignes directrices pour les RAFD

1 Le guide des tarifs de distribution de l'électricité examine les répercussions sur les tarifs de la décision de la Commission au sujet de la RAP. Il traite également du Code sur le service d'approvisionnement standard, du Code de règlement au détail, du Code des réseaux de distribution, de questions relatives aux tarifs, des activités de distribution (lignes seulement) et des autres frais non concurrentiels dans le domaine de l'électricité.

- ✓ Élaboration d'un nouvel accord-type de concession de gaz pour les municipalités
- ✓ Publication du Code de règlement au détail
- ✓ Publication du Code sur le service d'approvisionnement standard
- ✓ Élaboration du Code des réseaux de transport

Permis et demandes (Exercice 1999-2000)

Électricité

263	Permis de distribution
11	Permis de vente au détail de l'électricité
84	Permis de production
3	Permis de transport
4	RAFD
263	Ordonnances sur les tarifs de distribution provisoires

Gaz

72	Accords de concession de gaz
19	Permis d'agent de commercialisation de gaz
13	Installations
12	Certificats
2	Taux

On peut consulter toutes les décisions et les ordonnances de la Commission en visitant son site Web à l'adresse www.oeb.gov.on.ca.

Préparation au changement

Alignement stratégique et processus de réglementation

La Commission a mis en place une nouvelle structure de comités. Un comité exécutif arrête et examine les plans d'affaires et les activités de la Commission et fait des recommandations sur les questions sur lesquelles elle doit se pencher. Un comité de gestion élabore des politiques touchant les aspects administratifs des activités de la Commission et exerce une surveillance à cet égard. Quatre comités de travail techniques traitent des questions relevant des secteurs fonctionnels et font

des recommandations à l'ensemble de la Commission à propos des enjeux, de la politique et du processus de réglementation. Les personnes qui représentent chacun de ces comités au sein de la Commission forment également un groupe permanent d'experts habilité à se prononcer sur les demandes qui ne nécessitent pas la tenue d'une audience.

Accent mis sur les communications et le service à la clientèle

À mesure que s'approche le moment où le marché s'ouvrira à la concurrence, il est de prime importance de répondre au besoin du consommateur de savoir ce qui se passe sur le marché et de connaître les choix qui s'offriront à lui. Pour promouvoir la protection et la sensibilisation des consommateurs, la Commission a ouvert son nouveau Centre de services à la clientèle le 20 mars 2000. Le Centre fournit, dans les deux langues officielles, des renseignements de nature à aider le public à comprendre les transformations qui se produisent dans le secteur énergétique en Ontario. En outre, le Centre de services à la clientèle s'occupe des plaintes et des litiges qui surviennent entre des consommateurs et des agents de commercialisation du gaz naturel ou des détaillants d'électricité, et renvoie les plaintes non résolues à une tierce partie, soit un contractant chargé du règlement des plaintes.

Consultation des parties intéressées

À la suite de consultations exhaustives avec les parties intéressées et de l'examen des mémoires déposés, la Commission a élaboré et approuvé, à l'intention de l'industrie, des codes et des lignes directrices gouvernant les actions des intervenants du marché. La Commission a été largement épaulée dans ce travail par des groupes de travail de l'industrie dont les membres se sont réunis au cours de plusieurs mois pour élaborer les recommandations qui allaient former les assises du régime de réglementation axée sur la performance, des procédures comptables destinées aux

entreprises de service public et des projets de codes, qui ont fait l'objet de vastes consultations publiques avant d'être finalisés. La Commission continue d'adopter une approche basée sur la consultation dans l'élaboration et la mise en oeuvre de ses politiques.

Dépôt électronique des documents en matière de réglementation

La Commission met au point des processus et des systèmes de dépôt électronique des documents afin de rendre le processus de réglementation plus efficace.

Évaluation et recouvrement des coûts

Au cours de l'année, il a fallu modifier en profondeur les méthodes habituelles d'évaluation des coûts de la Commission pour tenir compte de l'élargissement de ses responsabilités. De nouvelles méthodes d'évaluation basées sur les activités ont été appliquées afin de recouvrer la totalité (100 %) des coûts au moyen de redevances, de frais généraux et de frais liés aux instances.

Questions émergentes et perspectives

Voici certaines des grandes questions auxquelles la Commission tentera d'apporter des réponses au cours de l'année à venir.

- Ouverture du marché de l'électricité à la concurrence - Comment la Commission s'assure-t-elle que ses processus et instruments de réglementation sont prêts pour l'avènement d'un marché concurrentiel?
- Information à l'intention du consommateur - Comment la Commission peut-elle favoriser une transition sans heurts à un marché de l'électricité concurrentiel?
- Réexamen du processus de réglementation - Que peut faire la Commission pour simplifier les besoins d'information et le processus d'audience?

- Établissement des tarifs pour la vente au détail de l'électricité - Face à la transformation des marchés de l'énergie, comment évolueront les responsabilités de la Commission en ce qui a trait à l'établissement des tarifs de vente au détail de l'électricité en Ontario?
- Réglementation des taux des services publics de gaz - Par suite de l'instauration de régimes de RAP, comment évolueront les responsabilités de la Commission en ce qui touche la réglementation des taux des services de gaz?
- Expansion des installations électriques - Comment la Commission abordera-t-elle la tâche qui lui incombe d'examiner les projets d'expansion de réseaux électriques qui sont présentés par les propriétaires et exploitants d'installations électriques?
- Concessions de gaz municipales - Quels événements pourraient influencer à l'avenir sur la façon dont les services de gaz interagissent avec les municipalités qu'ils desservent?
- Surveillance du marché - Comment la Commission s'acquittera-t-elle des responsabilités que la loi lui impose au chapitre de la surveillance des marchés de l'électricité et qu'elle partage avec la SIGMÉ?

Face à ces questions, la Commission prévoit avoir un calendrier de travail extrêmement chargé; elle s'attaquera notamment aux tâches suivantes :

Processus de réglementation

- Règles de pratique de la Commission et lignes directrices sur l'évaluation des coûts
- Processus et système de dépôt électronique en matière de réglementation
- Processus d'appel

Vérification et enquêtes

- Lignes directrices sur la confidentialité
- Modèle de coût de service

- Critères pour l'exécution des examens de vérification, des enquêtes et des fonctions de surveillance
- Exigences en matière de dépôt pour satisfaire aux besoins de surveillance à l'échelle de la Commission
- Programmes de vérification de la conformité aux instruments de la Commission
- Procédures d'enquête

Surveillance du marché

- Programmes de surveillance du marché
- Demandes relatives aux RAFD

Électricité

- Forme finale des permis destinés aux intervenants du marché de l'électricité et processus d'octroi de permis
- Audiences tarifaires : redevances de la SIGMÉ, tarif de transport de Hydro One Networks Inc. (anciennement Ontario Hydro Networks Company Inc.)
- Dégrouper et rééquilibrer des tarifs de distribution d'électricité/ frais non concurrentiels (demandes tarifaires), examen du régime de RAP de première

génération et politique sur le régime de RAP de deuxième génération

- Codes des réseaux de distribution et de transport d'électricité
- Lignes directrices pour la mise en oeuvre du service d'approvisionnement standard
- Permis de construire/exigences relatives à l'expansion de réseaux
- Demandes visant des installations

Gaz

- Audiences tarifaires : Union Gas
- Nouvel accord-type de concession
- Règle d'accès pour les distributeurs
- Demandes visant des installations

Renseignements supplémentaires

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les questions précitées ou d'autres sujets qui vous intéressent, veuillez communiquer avec la personne indiquée ci-dessous :

Jay Young Tél. : (416) 440-8135
Directeur général Fax : (416) 440-7656
 Courriel : YoungJa@oeb.gov.on.ca

La Régie de l'énergie du Québec

Introduction

La Régie de l'énergie est un organisme de régulation économique à caractère quasi-judiciaire. Organisme indépendant et autonome, son budget est établi sur la base du principe de l'utilisateur-payeur.

La Régie est composée de sept régisseurs plus un régisseur en surnombre. La Régie est dotée d'un effectif de 63 personnes-année dont les traitements et autres conditions de travail sont établis par règlement soumis à l'approbation du gouvernement.

Secteur électricité

Détermination d'un tarif de transport d'électricité (R-3401-98)

Dans le cadre de l'audience relative à la détermination du prix unitaire moyen du transport et à la modification des tarifs de transport d'électricité (*Loi sur la Régie de l'énergie*, art. 48 à 51), la Régie de l'énergie a décidé d'établir un processus en deux phases. L'audience publique comporte une première phase informationnelle ayant débuté en février 2000 et prévoyant la tenue minimale de trois (3) séances d'informations, suivie d'une seconde phase concernant l'audience proprement dite. La première rencontre préparatoire a été tenue le 12 avril 2000. Le dépôt de la preuve d'Hydro-Québec est prévu pour l'été 2000.

Avis sur la petite production hydraulique (R-3410-98)

Sur demande du gouvernement, la Régie a produit un avis en date du 14 décembre 1999 (Avis A-99-02) sur les modalités de mise en oeuvre de la contribution de la filière de la petite production hydraulique d'électricité au plan de ressources d'Hydro. Suite aux audiences tenues du 1^{er} au 22 juin 1999, lors desquelles la Régie a entendu 24 experts à la cause, la Régie a recommandé une quote-part de petite production hydraulique de 150 MW. À ce titre, la Régie propose que le prix à payer soit déterminé par un

processus d'appel d'offres concurrentiel sujet à un prix plafond de 4,5 cents/kWh.

Audience sur les conditions de fourniture de l'électricité par Hydro-Québec (R-3439-2000)

La Régie a rendu une décision procédurale en date du 3 mars 2000 (D-2000-35) concernant le cadre de l'audience relative à la révision de certaines conditions de fourniture d'électricité d'Hydro-Québec, le calendrier des audiences et concernant certaines demandes d'intervention.

La Régie a établi que les enjeux se limiteraient au contrat d'abonnement et les obligations qui s'y rattachent, du mesurage et de la facturation, ainsi que les modes de paiement, les politiques de crédit et de recouvrement. De même, la Régie a établi un calendrier incluant, entre autres, une série de six rencontres techniques au mois de juin 2000 et le dépôt de la proposition d'Hydro-Québec le 14 août 2000. Les audiences sont prévues en décembre 2000.

Secteur gaz naturel

Demande pour modifier les tarifs de SCGM à compter du 1^{er} octobre 1999 (R-3426-99)

La Régie, dans sa décision D-2000-34 rendue le 29 février 2000, a approuvé une hausse de 2,6 % des tarifs de transport et de distribution ainsi que le texte des tarifs qui en découle. Cette hausse est attribuable à une importante augmentation des tarifs de TCPL ainsi qu'à l'amortissement du compte de stabilisation des revenus en fonction de la température.

Le rendement autorisé sur l'avoir de l'actionnaire affecté à l'activité de distribution est fixé à 9,72 % en vertu d'une formule d'ajustement automatique établie par la Régie à l'occasion de la cause tarifaire 1999. La Régie a approuvé, sur une base temporaire, la mise à jour des prix unitaires du service interruptible « amélioré » volet 1B. Cette mise à jour tient compte des plus récentes

modifications apportées aux méthodes d'allocation du coût de service y compris la redéfinition du facteur « pointe ». La Régie a également autorisé sur une base temporaire la demande de SCGM concernant les modalités d'application du service de livraison à la franchise.

Décision concernant la demande de modification tarifaire 1999-2000 de Gazifère Inc. (R-3430-99)

La Régie, dans sa décision D-2000-48 rendue le 29 mars 2000, accueille de façon générale la formule proposée par Gazifère relativement au mécanisme incitatif de fixation sur base pluriannuelle des charges d'exploitation nécessaires pour assumer le coût de la prestation de service au distributeur. Cette mesure incitative répond à l'objectif d'allègement de la réglementation.

En l'absence d'une proposition basée sur une étude d'allocation totale du coût, la Régie a adopté une méthode d'allocation de frais d'administration aux activités non réglementées basée sur la proportion des revenus provenant de ces activités.

La Régie a également approuvé un programme d'efficacité énergétique axé sur la gestion de la demande. Le taux de rendement approuvé de 10,13 % sur l'avoir de l'actionnaire a été établi selon le mécanisme d'indexation automatique approuvé dans la décision tarifaire précédente. Une augmentation de 0,5 % des tarifs a été autorisée par la Régie.

Décision D-2000-53 du 30 mars 2000 relative à la mise en place de mesures ou de mécanismes incitatifs pour favoriser l'amélioration de la performance d'un distributeur gazier et la satisfaction des besoins des consommateurs (R-3425-99) et décision D-99-209 rendue le 10 décembre 1999

La Régie a tenu une audience publique en quatre phases :

Phase I : Décision procédurale et objectifs poursuivis dont, notamment constitution d'un processus d'entente négociée (PEN).

Phase II : Proposition par la Régie de lignes directrices pour le PEN et de thèmes de discussion.

Réunions techniques des intervenants avec participation du personnel de la Régie suivies par la signature d'un rapport unanime par les participants (excluant le personnel de la Régie) sur lignes directrices, thèmes et échéancier des travaux.

Décision D-99-209 de la Régie entérinant le rapport.

Phase III : Négociations de décembre 1999 à avril 2000 ayant mené au dépôt d'une entente négociée avec dissidence de l'ACIG.

Entente de type hybride : revenu plafond et prix plafond comportant un terme de 5 ans pouvant être prolongé par entente et un mécanisme de financement de programmes d'efficacité énergétique.

Phase IV : Une réunion technique réunissant le personnel de la Régie et les participants a été tenue le 27 juin suivie d'une audience en juillet.

Avis au Gouvernement sur l'octroi de droits exclusifs de distribution (R-3408-98)

Sur demande du Gouvernement, la Régie a produit un avis le 3 septembre 1999 (A-99-01) sur une demande d'octroi d'un droit exclusif de distribution de gaz naturel à Société en commandite Gaz Métropolitain dans la région du Bas St-Laurent, Gaspésie et Côte Nord. Un projet de prolongement de réseau est prévu pour la desserte de clients industriels sur la Côte Nord. Le projet prévoit une possibilité de raccordement aux installations de l'Île de Sable en Nouvelle-Écosse. La Régie a agréé la demande.

Secteur des produits pétroliers

Fixation annuelle d'un montant au titre des coûts d'exploitation que doit supporter un détaillant en essence ou en carburant diesel (R-3438-2000)

En vertu de la décision procédurale D-2000-36 rendue le 3 mars 2000, la Régie se propose de tenir une audience afin d'examiner le bien-fondé de reconduire pour la prochaine année la décision D-99-133 qui fixait à 3 cents le litre le montant au titre des coûts d'exploitation. La Régie ne procédera pas à l'analyse de l'opportunité d'inclure le montant fixé au titre des coûts d'exploitation dans le calcul du prix minimum de vente au détail de l'essence ou de carburant diesel, cette analyse ayant été faite dans le cadre de la décision D-99-133.

Rapport d'enquête sur les fluctuations des prix de vente de l'essence et du carburant diesel d'octobre 1998 au 31 décembre 1999 et ce, dans les régions de l'Abitibi-Témiscamingue, du Saguenay/Lac Saint-Jean et de la Haute-Mauricie

La Régie a procédé à l'automne 1999 à une enquête sur les fluctuations des prix de vente de l'essence et du carburant diesel dans les régions de l'Abitibi-Témiscamingue, du Saguenay-Lac-Saint-Jean et de la Haute-Mauricie. Le rapport d'enquête rendu le 24 février 2000 s'appuie sur l'information et les données obtenues suite à la consultation de la Régie auprès des agents du milieu, notamment les distributeurs pétroliers, majeurs et indépendants, et les intervenants socio-économiques de chacune des trois régions concernées. De manière générale, la Régie a constaté que les hausses de prix de l'essence et du carburant diesel étaient, durant la période sous enquête, surtout le résultat d'une conjoncture internationale sur laquelle le Québec n'a pas de contrôle. De plus, l'enquête a démontré que les forces du marché sont présentes, malgré certaines particularités, dans les marchés de l'essence et du carburant diesel dans les régions visées.

Autres dossiers

Surveillance des opérations des distributeurs

La Régie de l'énergie a entrepris à l'été 1998 un travail de surveillance des opérations d'Hydro-Québec, suite à l'entrée en vigueur, le 18 mars 1998, du paragraphe 2 de l'article 31 de sa loi qui stipule que la Régie a compétence exclusive pour surveiller les opérations d'Hydro-Québec ou des distributeurs de gaz naturel afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants et paient selon un juste tarif. Dans le cas d'Hydro-Québec, cette surveillance a porté, dans un premier temps, sur la suffisance des approvisionnements en électricité. La Régie a ainsi échangé avec les distributeurs afin d'évaluer leurs plans de contingence relativement au bogue de l'an 2000.

Autres

Modifications de la Loi sur la Régie de l'énergie : projet de loi 116

Ce projet de loi modifie la *Loi sur la Régie de l'énergie* afin de modifier la compétence de la Régie relativement à la tarification de l'électricité, d'introduire des mesures de concurrence dans la fourniture d'électricité, d'assouplir le mode de fonctionnement de la Régie et d'élargir ses sources de financement.

Ce projet prévoit des modalités d'établissement des tarifs et conditions auxquels l'électricité est transportée et distribuée. Les coûts de fourniture font l'objet d'un traitement distinct selon que les besoins des marchés québécois sont satisfaits ou non à même le volume d'électricité patrimoniale. Ce volume est fixé à un maximum de 165 térawattheures. Le coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale est établi à 2,79 cents le kilowattheure. Ce coût peut être diminué par le gouvernement.

Il prévoit également que le coût de la fourniture d'électricité autre que de l'électricité patrimoniale est

établi au moyen d'une procédure d'appel d'offres et d'un code d'éthique soumis à l'approbation de la Régie. La procédure prévoit l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas, en tenant compte notamment du coût de transport applicable. La Régie surveille l'application de cette procédure et de ce code d'éthique, et les contrats d'approvisionnement du distributeur d'électricité sont soumis à son approbation.

De plus, ce projet introduit certains critères de fixation des tarifs de transport d'électricité et des tarifs applicables par le distributeur d'électricité, dont l'uniformité territoriale, et prévoit la reconnaissance de certains actifs de transport et de distribution d'électricité en exploitation et en construction.

Il prévoit que le tarif d'une catégorie de consommateurs ne peut être modifié pour atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables par le distributeur d'électricité.

Ce projet modifie certaines règles de fonctionnement de la Régie notamment en ce qui concerne les demandes pouvant être étudiées et décidées par un régisseur seul et permet à la Régie de tenir une séance de conciliation. Il modifie les règles de financement des activités de la Régie. De plus, il modifie l'habilitation réglementaire de la Régie et du gouvernement.

Enfin, ce projet comporte également des modifications de nature technique ou de concordance et des dispositions transitoires.

Frais des intervenants

Décision relative à un Guide de paiement des frais des intervenants (R-3412-98)

Aux termes de sa décision D-99-124, rendue le 22 juillet 1999, la Régie a adopté un Guide de paiement des frais des intervenants, au terme d'un

processus d'audience générique. Les principes retenus par la Régie comprennent des mesures visant à optimiser les ressources afin de contrôler le coût de la réglementation, des mesures relatives aux interventions et au traitement des demandes ainsi que des mesures visant un meilleur fonctionnement dont notamment l'obligation de déposer un budget prévisionnel pour tous les intervenants désireux d'obtenir le paiement de leurs frais, ainsi que l'obligation d'utiliser de nouveaux formulaires dans leurs réclamations de frais.

Forum sur la régulation de l'énergie

La Régie a tenu conjointement avec l'Association Canadienne des Membres des Tribunaux d'Utilité Publique (CAMPUT) et la National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC) un important Forum sur la régulation de l'énergie. Cet événement a attiré près de 1000 participants de plus de 90 pays. Les documents de ce Forum peuvent être consultés sur le site <http://www.energyforum.org>.

Grâce à cet événement, CAMPUT a pu réaliser un volet important de sa vision stratégique en terme de visibilité et de collaboration au niveau international.

La Régie remercie tous les membres de CAMPUT qui ont contribué à faire de ce Forum un événement dont nous pouvons tous être fiers.

Pour information :

Contact de CAMPUT :
Richard Carrier
Directeur, Analyse économique,
tarification et financement
Régie de l'énergie
Tel : (514) 873-2452, ext. 227
Fax : (514) 873-3037
Courriel : richard.carrier@regie-energie.qc.ca

Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick



L'adoption de la *Loi de 1999 sur la distribution du gaz* (la « Loi ») et l'octroi par la province, à Enbridge Gas New Brunswick (« EGNB »), d'une concession générale pour la distribution du gaz naturel ont entraîné des responsabilités additionnelles et un surcroît de travail pour la Commission. Pour faire face à ces défis, la province a nommé, à l'automne dernier, des commissaires supplémentaires à temps partiel. Par conséquent, la Commission se compose désormais d'un président à temps plein ayant un mandat d'une durée indéterminée et de huit commissaires à temps partiel nommés pour des périodes de deux ou trois ans.

Au cours des dix derniers mois, la Commission a eu un calendrier extrêmement chargé dans le domaine de la réglementation, notamment en ce qui concerne la commercialisation et la distribution du gaz naturel. En effet, la Commission a adopté en novembre les règlements suivants :

- i) *Règlement sur les exigences de dépôt concernant la distribution de gaz et les agents de commercialisation;*
- ii) *Règlement sur les gazoducs;*
- iii) *Règlement sur le régime uniforme des comptes des distributeurs de gaz;*
- iv) *Règles de procédures en matière de distribution du gaz.*

Selon la Loi, les agents de commercialisation du gaz sont tenus d'obtenir un certificat de la Commission avant de commencer à vendre du gaz naturel au Nouveau-Brunswick. La Commission a donc jugé opportun de fixer les règles qui s'appliqueraient aux demandeurs de certificat et régiraient la conduite des agents de commercialisation faisant des affaires dans la province. Il fallait également définir les règles gouvernant les rapports entre EGNB et les agents de commercialisation. La Commission a donc lancé une instance d'application générale afin de traiter toutes les questions intéressant les agents de commercialisation du gaz.

L'instance visant les agents de commercialisation était unique en son genre parce qu'il s'agissait de la première fois que la Commission adoptait comme démarche le recours à un comité de concertation. Suivant cette démarche, les parties se rencontrent pour tenter de régler les points en litige avant la tenue d'une audience publique. Pour aider le Comité dans son travail, la Commission a nommé un facilitateur indépendant chargé de mener les discussions. Le Comité ayant réussi à dégager une entente sur un grand nombre de points inscrits dans la liste des questions, la Commission a jugé que le processus avait utilement servi à épargner temps et argent. Les points qui n'avaient pu être réglés grâce à cette démarche ont été traités dans le cadre d'une audience tenue en janvier.

La Commission a rendu une décision verbale sur les questions intéressant les agents de commercialisation du gaz vers la fin de janvier, afin de permettre au marché de démarrer, puis a rendu une décision par écrit en mars. Elle a décidé d'exiger que tous les demandeurs de certificat de commercialisation remplissent une formule de demande normalisée. Les demandeurs doivent également lui fournir un plan d'entreprise et des renseignements financiers pour lui permettre de déterminer s'il est nécessaire de leur demander des garanties. De plus, la Commission a approuvé un code de conduite à l'intention des agents de commercialisation du gaz qui vendent leur produit à des clients à faible volume, a arrêté pour EGNB des règles gouvernant ses rapports avec tous les agents de distribution, y compris les sociétés affiliées, et a créé un groupe de travail permanent chargé d'examiner les questions nouvelles qui surgissent dans l'industrie du gaz naturel du Nouveau-Brunswick, qui est en pleine évolution.

En février, la Commission a suspendu l'examen d'une demande de concession de producteur local de gaz, présentée par la MariCo Oil & Gas Corporation.

Récemment, la Commission a tenu des audiences publiques pour examiner deux demandes de la part d'EGNB :

- i) Une demande tarifaire visant à fixer les taux de distribution exigibles pour l'exercice 2001,
- ii) Une demande de permis de construction pour la mise en place du réseau de distribution principal d'EGNB dans sept municipalités du Nouveau-Brunswick, à compter de juillet cette année.

En mai, la Commission a approuvé l'approche axée sur le marché d'EGNB, qui consiste à fixer des taux de distribution cible pour la période de démarrage, c'est-à-dire la période pendant laquelle on ne saurait s'attendre à ce qu'EGNB fonctionne comme un service public bien établi puisqu'elle en est encore aux premiers stades de l'élaboration de l'infrastructure et de la constitution d'une clientèle. Cette approche axée sur le marché repose sur l'hypothèse que le prix total livré du gaz naturel pour le client sera inférieur au prix équivalent du mazout. EGNB a proposé de fixer ses taux de distribution de telle sorte que le prix de vente au détail annuel pour le client corresponde approximativement à ce qui suit :

- 30 % de moins que le coût du mazout sur le marché résidentiel;
- 15 % de moins que le coût du mazout sur le marché du mazout léger;
- 5 % de moins que le coût du mazout sur le marché du mazout lourd.

En approuvant cette proposition, la Commission reconnaissait qu'il fallait donner aux clients un incitatif à délaisser leur source d'énergie actuelle au profit du gaz naturel. Bien que la Commission ait agréé l'approche, elle n'a pas approuvé les taux cible proposés par EGNB car il est devenu apparent pendant l'audience que la valeur de certains des éléments entrant dans leur calcul avait peut-être changé sensiblement depuis qu'EGNB les avait préparés. Ainsi, la Commission a demandé à EGNB de déposer des taux cible fondés sur les renseignements courants disponibles et de fournir une preuve indiquant comment la valeur de chaque élément a été établie. La Commission prévoit examiner les taux cible proposés d'EGNB dans le cadre d'un processus par voie de mémoires.

La Commission n'a pas encore rendu de décision sur les taux cible d'EGNB et les autres questions non résolues dans le cadre de sa demande tarifaire et de sa demande de permis de construction. De plus, elle doit rendre sous peu une décision sur les principes qu'elle appliquera relativement à l'adjudication des frais aux intervenants.

Prince Edward Island Regulatory and Appeals Commission



Description et mandat du tribunal

La Prince Edward Island Regulatory and Appeals Commission, ou «l'IRAC» comme on l'appelle généralement dans l'Île-du-Prince-Édouard, est née, en 1991, de la fusion des anciennes Public Utilities Commission, Land Use Commission, et du bureau du Director of Residential Rental Property. Les pouvoirs de la Commission émanent de la loi intitulée *Island Regulatory and Appeals Commission Act*. Nous croyons que le mandat de la Commission est unique puisqu'elle constitue un tribunal indépendant dont les fonctions et responsabilités touchent les appels, la réglementation et l'administration. L'application de bon nombre de textes de loi, dont les principaux sont la *Lands Protection Act*, la *Petroleum Products Act* et la *Maritime Electric Company Limited Regulation Act*, relève de la Commission d'une façon ou d'une autre. En outre, la Commission abrite et finance le bureau du Director of Residential Rental Property, ou du Rentalsman, créé aux termes de la Rental of Residential Property Act. La Commission a également des responsabilités en matière d'appel en vertu de la *Planning Act*, de la *Unightly Property Act*, de la *Revenue Administration Act*, de la *Real Property Assessment Act*, de la *Real Property Tax Act*, de la *Roads Act* et de la *Heritage Places Protection Act*. L'IRAC est tout à fait indépendante du gouvernement provincial et compte deux commissaires à temps plein, soit un président et un vice-président, qui travaillent de concert avec six commissaires à temps partiel, nommés par le lieutenant-gouverneur en conseil. Son personnel est composé d'environ 18 personnes. Au total, cinq divisions mènent à bien le travail de la Commission : les services administratifs, les terres, le bureau du Director of Residential Rental Property, les services pétroliers et les services techniques, chacune assumant des responsabilités distinctes.

Activités importantes récentes/Nouvelles questions

1. *Système provincial de gestion des déchets solides :*

La Island Waste Management Corporation, nommée par le gouvernement provincial, continue d'aller de l'avant avec un système de gestion des déchets pour l'ensemble de la province, qui repose sur le recyclage et le compostage. Au cours de l'été 2000, on devrait procéder à la mise en oeuvre d'un premier processus de recyclage dans la région de Charlottetown et ses banlieues.

Le plan initial du gouvernement provincial visait à mettre sur pied une entreprise privée semblable à une entreprise de service public, qui assurerait l'exploitation d'un système de gestion des déchets solides à l'échelle provinciale. Cette approche, quant à elle, aurait nécessité une participation de l'IRAC en termes de réglementation pour établir et contrôler le service, et pour approuver les frais exigés des clients. Par suite de la nomination par le gouvernement de la Waste Management Corporation, qui travaillera à titre d'organisme à but non lucratif tout en ayant recours aux services d'entreprises locales pour le travail lié à la gestion des déchets, il n'est pas question, pour le moment, de mettre en place un processus de réglementation indépendant.

2. *Gaz naturel :*

La province, par l'entremise de sa Provincial Energy Corporation, poursuit toujours le projet de prolonger le pipeline de transport du gaz naturel de l'île-de-Sable pour l'amener jusque dans l'Île-du-Prince-Édouard. Les principales difficultés demeurent ce qu'il en coûte pour transporter du gaz naturel jusqu'à l'île et la viabilité potentielle d'un marché du gaz naturel dans la province.

La province tente actuellement de déterminer les possibilités de développement (économique) dans

l'île pour ce qui est du gaz naturel à l'aide d'un appel de déclarations d'intérêt. Elle offre ainsi aux promoteurs potentiels intéressés l'occasion de décrire en détail leur projet de développement, de même que les incidences que celui-ci pourrait avoir sur l'économie de l'île. Les promoteurs intéressés devront également prouver qu'ils ont la capacité technique et financière de mener à bien leur projet.

Pour le gouvernement provincial, l'appel de déclarations d'intérêt constitue la première étape d'un processus visant à évaluer, de façon exhaustive, la faisabilité de la construction d'un gazoduc allant jusqu'à l'Île-du-Prince-Édouard. Dans le cadre de ce processus, les promoteurs intéressés doivent également envisager de maximiser la production d'électricité dans l'île en utilisant du gaz naturel, de fournir un plan de distribution progressif du gaz naturel et de donner l'accès au gaz naturel aux grands utilisateurs industriels de la province. Les promoteurs ont jusqu'au 28 avril 2000 pour répondre à l'appel.

Comme il a été mentionné l'an dernier dans le cadre de ce forum, le gouvernement provincial voit encore le secteur du gaz naturel comme un processus de développement commercial et il n'a pas défini le rôle que tiendrait l'IRAC en ce qui a trait au développement commercial ni les futures exigences en matière de réglementation. En fait, la loi provinciale intitulée *Natural Gas Distribution Act* prévoit l'établissement d'une régie de la distribution du gaz naturel qui aurait de vastes pouvoirs lui permettant de contrôler et de réglementer l'utilisation du gaz naturel dans la province. Cette régie n'a pas encore été créée.

3. Électricité :

Maritime Electric est une filiale détenue en propriété exclusive par Fortis Inc., qui est régie aux termes de la *Maritime Electric Company Limited Regulation Act*. Voici les principes de cette loi :

- l'obligation de servir;
- la nécessité de maintenir un niveau de fiabilité prescrit quant au réseau;
- une structure du capital composée d'au moins 40 p. 100 de capital-actions ordinaire;
- un monopole de vente d'électricité dans l'Île-du-Prince-Édouard;
- des taux pour l'électricité et les services auxiliaires dans l'Île-du-Prince-Édouard ne dépassant pas 110 p. 100 des taux de NB Power pour des services comparables au Nouveau-Brunswick.

Aux termes de cette loi, le rôle de l'IRAC est de surveiller la performance de Maritime Electric au regard des principes établis. L'application du principe du 110 p. 100 a entraîné une diminution de 12,4 % des factures d'électricité résidentielles entre juillet 1994 et mars 2000. Toutefois, au printemps de cette année, Maritime Electric a augmenté ses taux résidentiels de 3 p. 100 en appliquant le principe du 110 p. 100 des taux de NB Power, puisque ces derniers ont augmenté au Nouveau-Brunswick.

L'intensification des efforts des organismes de réglementation et de l'industrie partout en Amérique du Nord pour accroître la compétitivité n'a pas, jusqu'à maintenant, eu d'incidence sur le service public d'électricité dans l'Île-du-Prince-Édouard. Cela se produira inévitablement un jour et il faudra alors repenser de façon radicale les rôles de l'IRAC et de l'industrie de l'électricité dans l'Île-du-Prince-Édouard. La possibilité que du gaz naturel devienne disponible pourrait également influencer les activités d'exploitation de Maritime Electric et sa relation avec l'IRAC.

6. Pétrole

La loi provinciale intitulée *Petroleum Products Act* confère à l'IRAC le pouvoir d'approuver les prix des produits pétroliers dans la province.

L'instabilité qu'a connue le marché du pétrole au milieu et à la fin de l'hiver dernier ont amené les grossistes en pétrole à exercer des pressions substantielles sur l'IRAC pour que celle-ci change son approche axée sur les coûts – d'abord dans le cas du pétrole brut – pour une approche axée sur le marché et liée au prix du gros occasionnel, pour l'établissement des prix du pétrole.

L'IRAC reconnaît que la montée soudaine, l'hiver dernier, des prix de gros de différents produits pétroliers lui a permis de mettre à l'essai son approche visant à établir des prix justes et raisonnables pour les produits pétroliers dans l'île. En conséquence, un certain nombre de grossistes ont demandé à l'IRAC de considérer la possibilité de modifier son processus d'établissement des prix.

L'IRAC traitera ces demandes avec beaucoup de prudence étant donné que le processus actuel semble avoir été équitable au fil des ans, tant pour les vendeurs que pour les acheteurs de produits pétroliers. Les sommets instables atteints l'hiver dernier ont certes provoqué certaines inquiétudes chez les grossistes, mais ce niveau d'instabilité semble plutôt ponctuel au regard du rôle à long terme que joue l'IRAC dans l'établissement des prix des produits pétroliers.

Personne-ressource :

Mme H. Doris Pursey
The Island Regulatory and
Appeals Commission
Téléphone : (902) 892-3501
Télécopieur : (902) 566-4076
Courriel : dorisp@irac.pe.ca

Généralités

Charles J. McManus, ingénieur et membre de longue date de la Nova Scotia Utility and Review Board (U&RB), est décédé le 4 novembre 1999. Ses collègues à l'U&RB le regretteront pour sa perspicacité, son expérience et son sens de l'humour. M. McManus était président de CAMPUT au moment de son décès.

En avril 2000, l'U&RB a assumé les fonctions juridictionnelles de l'ancienne *Alcohol and Gaming Authority* de la Nouvelle-Écosse. Ses autres fonctions juridictionnelles consistent notamment à entendre les appels en matière d'évaluation et de planification, les appels en matière d'indemnisation logés aux termes de la *Victims' Rights and Services Act* et les demandes d'indemnisation aux termes de la *Expropriation Act*, ainsi qu'à procéder à la revue des limites municipales et des limites des circonscriptions électorales pour les conseils scolaires. Sur le plan de la réglementation, l'U&RB régit les services publics d'aqueduc et d'électricité ainsi que le secteur du gaz naturel. En outre, elle réglemente les transporteurs routiers de voyageurs et exerce certaines responsabilités réglementaires en ce qui a trait à l'assurance automobile.

Dans ce rapport, nous n'examinerons que les secteurs de l'électricité, de l'eau et du gaz naturel.

Électricité

La Nova Scotia Power Inc. (NSPI) est de loin le service public d'électricité le plus important de la Nouvelle-Écosse. Privatisée en 1992, elle assure la distribution de 95 % de l'énergie électrique consommée dans la province, le reste étant fourni par six petits services d'électricité municipaux. Quatre-vingt dix-sept pour cent de l'électricité produite en Nouvelle-Écosse provient de la NSPI.

Il n'y a eu jusqu'ici aucune initiative en vue de déréglementer ou de restructurer l'industrie des services d'électricité en Nouvelle-Écosse, mais

l'arrivée du gaz naturel dans la province a incité la NSPI à déposer une demande visant à introduire des options en matière de tarifs afin d'offrir plus de choix à ses principaux clients et de se prémunir ainsi contre la perte de clientèle.

En mai 2000, l'U&RB a autorisé la NSPI à offrir un tarif de fidélité (*load retention rate*) à ses clients qui songent à s'approvisionner pour au moins 2 000 kVA auprès d'une autre source. L'option d'approvisionnement du client doit être réalisable sur les plans technique et économique. Le prix et les modalités de service offerts suivant ce tarif doivent être déterminés pour chaque client. Avant qu'un client puisse bénéficier du tarif, la NSPI doit établir à la satisfaction de l'U&RB que les recettes procurées par le client seront supérieures au coût différentiel de prestation du service au client et qu'elles apporteront une « contribution positive substantielle au titre des coûts fixes ». L'U&RB doit approuver le prix et les modalités de service offerts à chaque client qui demande à bénéficier du tarif. On s'entend généralement pour dire qu'une importante usine de pâtes et papiers, qui sera en mesure de recevoir du gaz naturel à partir du latéral Point Tupper, dont la mise en service est prévue pour cette année, sera le premier client à solliciter ce tarif.

En juin 2000, l'U&RB a autorisé la NSPI à offrir un tarif de facturation en fonction du temps réel aux clients dont la charge s'élève à 2 000 kVA ou plus. Les clients paieront un frais lié à l'énergie composé du coût marginal de production de l'énergie dans l'heure qui suit et d'une charge additionnelle destinée à recouvrer les coûts fixes (*fixed cost adder*). Des coûts fixes de production sont assignés aux heures de pointe et recouverts par le biais de la charge additionnelle pour coûts fixes. Les autres coûts fixes s'appliquent à toutes les heures. À titre d'illustration de la variation des charges pour coûts fixes selon l'heure de la journée, un client qui reçoit le service pendant la période de pointe, soit de 7 h à 23 h, à une tension de transmission de 138 kV ou plus, paie un tarif de 3,244 cents le KWh. En dehors des heures de

pointe, le tarif est de 0,268 cent le kWh. Il n'y a pas de variation saisonnière des tarifs. Grâce à ce mode de tarification, la NSPI espère encourager ses clients à exécuter leurs travaux de production pendant les heures creuses, ce qui lui permettrait d'améliorer son facteur de charge.

Eau

Un des cas les plus intéressants que l'U&RB ait eu à trancher récemment dans ce secteur est sans doute une demande de la Municipalité régionale de Cap-Breton (MRCB) qui sollicitait l'approbation d'une nouvelle structure tarifaire pour le service d'eau qui s'appliquerait aux clients des huit services publics d'aqueduc qui existaient avant la fusion de plusieurs municipalités en la Municipalité régionale de Cap-Breton. La MRCB demandait l'approbation de tarifs proposés pour les cinq prochaines années. À la fin de cette période, tous les clients paieraient les mêmes tarifs et obtiendraient une eau de la même qualité. Il est à noter que la plupart des huit réseaux d'aqueduc ne sont pas interconnectés et qu'ils sont dispersés dans différents secteurs d'une municipalité géographiquement étendue. Le coût du service varie d'un réseau à l'autre. La MRCB a soutenu que pour assumer les coûts financiers élevés qu'occasionnerait la modernisation de la plupart des réseaux d'aqueduc pour respecter les lignes directrices sur l'eau potable au Canada, il lui faudrait adopter une approche de tarification basée sur la valeur du service. Les augmentations de tarif dans les différents réseaux prendraient effet au fur et à mesure de la modernisation des stations de traitement d'eau pendant la période de cinq ans. L'U&RB a agréé l'approche proposée, mais n'a approuvé que les tarifs des deux premières années.

Gaz naturel

L'U&RB a eu beaucoup à faire dans le dossier du gaz naturel au cours de l'année. Le 6 novembre 1999, elle a octroyé une concession de distribution de gaz naturel dans toute la province à la société Sempra Atlantic Gas Inc., une filiale de Sempra Energy, elle-même une entreprise Fortune 500 dont les filiales de distribution comptent le plus grand nombre de clients consommateurs de gaz naturel en Amérique du Nord. Le gouverneur en conseil a confirmé la décision de l'U&RB le 16 décembre 1999. L'autre société à solliciter une concession provinciale de distribution de gaz était Maritimes NRG, une coentreprise d'Irving Oil et de Westcoast Energy. Selon l'U&RB, Sempra devrait commencer à construire son réseau de distribution plus tard cette année. On prévoit que les comtés de Pictou et de Colchester, situés le long de la canalisation principale de Maritimes & Northeast, seront les premiers à obtenir le service.

Au cours des derniers mois, l'U&RB a passé beaucoup de temps à se préparer à assumer les responsabilités en matière d'inspection et d'octroi de certificats qui lui incomberont relativement à la construction et à l'exploitation du réseau de Sempra. Aux termes de la *Gas Distribution Act de la Nouvelle-Écosse*, la vente de gaz naturel doit être séparée de la fonction de transport, et l'U&RB vient tout juste de clore une audience visant à déterminer les modalités qui régiront la vente de gaz dans la province par des agents de commercialisation du gaz. L'U&RB devrait rendre sa décision à cet égard cet été. Les modalités générales du plan tarifaire de Sempra ont été fixées lors de la première audience relative à l'octroi de concession, mais il faudra tenir une autre audience à l'automne pour mettre la dernière main au premier barème tarifaire de la société ainsi qu'aux règles et règlements qui régiront ses activités.

Board of Commissioners of Public Utilities for Newfoundland and Labrador

La Board of Commissioners of Public Utilities (BCPU) est un organisme de réglementation quasi-judiciaire indépendant, nommé par le lieutenant-gouverneur en conseil, dont les activités sont régies principalement par la *Public Utilities Act*, R.S.N., 1990. La BCPU est constituée, en vertu de la loi, de trois commissaires à temps plein et jusqu'à six commissaires à temps partiel. Elle a un effectif de dix employés, dont six font partie du personnel administratif, et quatre, du personnel de réglementation. La BCPU finance intégralement ses activités grâce aux redevances perçues auprès des industries qu'elle réglemente et ne reçoit donc aucun financement de la part du gouvernement provincial.

La BCPU applique les lois suivantes, ou certaines de leurs dispositions :

- *The Electrical Power Control Act*,
- *La Public Utilities (Acquisition of Lands) Act*,
- *The Automobile Insurance Act (en partie)*,
- *The Motor Carrier Act*,
- *La Loi sur les transports routiers*,
- *The Expropriations Act*,
- *La Public Utilities Act*.

Services publics d'électricité

La Newfoundland Power Inc., entreprise appartenant au secteur privé, et la Newfoundland and Labrador Hydro Corporation, une société d'état, sont les deux principaux services publics d'électricité exploités dans la province de Terre-Neuve et le Labrador qui sont réglementés par la BCPU. Ceux-ci lui soumettent régulièrement de nombreux rapports sur leurs activités, dont la BCPU se sert pour exercer une surveillance continue à l'égard de l'industrie des services publics d'électricité de la province.

Au cours de la période, la BCPU a rendu des ordonnances portant, entre autres, sur les aspects suivants : les contributions au titre de l'aide à la construction, l'approbation de révisions au système de comptabilité, le financement et l'amortissement d'un programme de retraite anticipée à la Newfoundland Power, la révision des budgets des immobilisations de 1999 des services publics, les changements de tarifs annuels découlant de l'ajustement de stabilisation des tarifs et de l'ajustement relatif à la taxe municipale. En outre, la BCPU a rendu des ordonnances concernant la mise hors service d'une courte section d'une ligne de distribution, qui était vieille et dégradée, et le réexamen futur de la politique de reconnaissance des recettes des services publics. La BCPU a délivré ces ordonnances à la suite du dépôt de demandes qu'elle a estimé, après examen, ne pas nécessiter la tenue d'une audience publique.

D'autres questions ont été traitées dans le cadre d'audiences publiques comportant la production et l'examen de preuves. Ces audiences ont notamment porté sur les questions suivantes :

Dépenses en immobilisations

Newfoundland and Labrador Hydro, le 16 novembre 1999 - P.U. 19 (1999-2000)

La BCPU a entendu, le 16 novembre 1999, une demande de la part de la Newfoundland and Labrador Hydro (Hydro) visant à faire approuver son budget des immobilisations de 2000 et des baux de plus de 5 000 \$ pour l'année civile. Après audition de la preuve, la BCPU a approuvé, aux termes de l'ordonnance P.U. 19 (1999-2000), à la fois les baux présentés et un budget des immobilisations de 36 265 000 \$. Celui-ci était inférieur de 4,9 % au budget des immobilisations total approuvé pour 1999.

Newfoundland Power Inc., le 19 novembre 1999 - P.U. 18 (1999-2000)

La demande d'approbation du budget des immobilisations de 2000 de la Newfoundland Power Inc., et de baux s'élevant à plus de 5 000 \$ pour l'année civile, comprenait une demande de modification du budget des immobilisations de 1999, ainsi qu'une demande d'ordonnance visant à fixer la base tarifaire moyenne de 1998, à approuver la base tarifaire moyenne prévue de 1999 et à approuver la base tarifaire moyenne prévue de 2000. La demande comprenait aussi une requête visant à faire approuver un nouveau taux de rendement de la base tarifaire, calculé à l'aide de la formule d'ajustement automatique déjà approuvée.

La BCPU a entendu la demande le 19 novembre 1999. Un budget des immobilisations total de 41 771 000 \$ a été approuvé pour l'an 2000, ce qui représentait une hausse de 1,8 % par rapport à celui qui avait été approuvé pour 1999.

La BCPU a également approuvé la base tarifaire de 1998, s'élevant à 488 204 000 \$, la base tarifaire prévue de 1999, soit 503 298 000 \$, et la base tarifaire prévue de 2000, qui s'élève à 512 693 000 \$.

Ajustement des tarifs à l'aide de la formule d'ajustement automatique approuvée

Newfoundland Power Inc., le 19 novembre 1999 - P.U. 20 (1999-2000)

La formule d'ajustement automatique, que la BCPU a approuvée suivant l'ordonnance P.U. 16 (1998-1999) et appliquée pour la première fois aux termes de l'ordonnance P.U. 36 (1998-1999), a été utilisée une deuxième fois afin de fixer le taux de rendement de la base tarifaire de la Newfoundland Power et, partant, les tarifs que celle-ci peut exiger en 2000. Le service public avait présenté sa requête à la BCPU dans le cadre de sa demande d'approbation de son budget des immobilisations de 2000.

En ce qui concerne le rendement de la base tarifaire, le calcul de la moyenne des taux de rendement des obligations d'épargne du Canada à long terme pour les cinq derniers jours ouvrables du mois d'octobre 1999 et pour les cinq premiers jours ouvrables du mois de novembre 1999 a donné un taux de 6,18 %, comparativement à 5,75 % pour la même période l'année précédente. Appliqué à la formule approuvée, ce taux a donné un rendement des capitaux propres de 9,59 %, par comparaison à 9,039 % pour l'année précédente. Comme le prescrit la *Public Utilities Act*, le taux de 9,59 % a été utilisé pour calculer le taux de rendement autorisé de la base tarifaire, compris dans la plage de 10,10 % à 10,46 %. Ce taux a été fixé à 10,28 %. Il en est résulté une augmentation moyenne globale des tarifs de 0,7 %, fixée par l'ordonnance P.U. 20 (1999-2000), qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2000.

Mise hors service d'une centrale et radiation d'éléments d'actifs

Newfoundland and Labrador Hydro, le 3 février 2000 - P.U. 26 (1999-2000) et P.U. 5 (2000-2001)

Hydro a présenté à la BCPU, le 16 novembre 1999, une demande sollicitant son approbation et son consentement en vue de mettre hors service la centrale thermique aux copeaux de bois de Roddickton ainsi que le groupe électrogène diesel de cette localité. La BCPU a invité les éventuelles parties intéressées à lui faire part de leurs préoccupations et elle a été saisie d'une demande de la part de la ville de Roddickton, qui sollicitait la qualité d'intervenant. La BCPU a décidé de tenir une audience publique, qui a eu lieu le 3 février 2000, à Roddickton.

Après l'audition de la preuve déposée, la BCPU a décidé de scinder la demande en deux parties. Elle a traité de la question de la centrale thermique aux copeaux de bois dans le cadre de l'ordonnance P.U. 26 (1999-2000) et a remis l'étude de la question de la réforme du groupe électrogène

diesel jusqu'à ce qu'elle puisse entendre une preuve supplémentaire à la reprise de l'audience à St. John's, le 14 mars 2000.

Aux termes de l'ordonnance P.U. 26 (1999-2000), la BCPU a autorisé Hydro à cesser d'exploiter la centrale thermique aux copeaux de bois de Roddickton et à radier la valeur non amortie, soit environ 17 millions de dollars, des éléments d'actifs qui n'étaient plus utilisés ni utiles, à l'exception d'un moteur diesel de 450 kW utilisé comme moteur de démarrage de secours.

Après la reprise de l'audience le 14 mars 2000, la BCPU a délivré, le 12 mai 2000, l'ordonnance P.U. 5 (2000-2001) qui autorisait la cessation d'exploitation du groupe électrogène diesel et la radiation de la valeur non amortie des éléments d'actifs qui n'étaient plus utilisés ni utiles. En outre, l'ordonnance imposait au service public les quatre conditions suivantes :

- A. Hydro doit fournir d'ici le 1^{er} novembre 2000 un système d'alimentation électrique de secours de 1 500 à 2 000 kWh.
- B. Hydro doit déterminer les ressources en personnel qui sont nécessaires pour fournir une alimentation électrique de secours dans les délais opportuns.
- C. Hydro doit communiquer chaque trimestre à la BCPU des renseignements précis sur les pannes survenues dans la partie du réseau de distribution qui était alimentée par les installations mises hors service.
- D. Au cours des trois prochaines années, Hydro doit mener une étude de faisabilité à l'égard de la ligne principale de transport d'électricité qui dessert la péninsule Great Northern, là où se trouvent les installations mises hors service.

Examen des CTAC

La BCPU régleme les frais que la Newfoundland Power Inc. et la Newfoundland Hydro peuvent

exiger comme contribution au titre de l'aide à la construction (CTAC) pour fournir des prolongements de lignes aux clients des secteurs commercial et résidentiel. Selon la politique actuelle sur les CTAC, approuvée par la BCPU, tous les prolongements de lignes à l'intention des clients saisonniers et résidentiels, ainsi que les prolongements de lignes dont le coût de construction est évalué à plus de 25 000 \$, doivent faire l'objet d'une approbation préalable.

Au cours de l'exercice précédent, la BCPU a traité quinze demandes touchant les CTAC.

Aux termes de la politique de 1997 sur les CTAC, les services publics devaient effectuer un examen bisannuel des CTAC calculées pour leurs clients du service général (plus de 10kW), pour s'assurer que les renseignements sur la charge connectée, les facteurs d'utilisation et d'autres données entrant dans le calcul des CTAC reflètent fidèlement les renseignements sur le client utilisés au moment du calcul initial de la CTAC. Si certains des facteurs varient de plus de $\pm 20\%$, il faut recalculer la CTAC et, selon le cas, rembourser les paiements en trop au client ou lui facturer des frais additionnels aux fins de la CTAC. Le personnel de la BCPU procède à une vérification de l'examen bisannuel des CTAC que Newfoundland Power a effectué en 1999.

Réexamen de la politique énergétique

Le 31 août 1998, le gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador a annoncé son intention de procéder à un réexamen de la politique énergétique à la lumière des profonds changements survenus dans toute l'industrie énergétique nord-américaine et de la mise en valeur proposée du potentiel hydroélectrique de la rivière Churchill, dans la province de Terre-Neuve et du Labrador.

Dans son compte rendu de 1998-1999, la BCPU avait indiqué qu'un rapport provisoire sur la première étape de ce réexamen serait disponible en juin 1999. La BCPU sait qu'un rapport a été

produit, mais celui-ci n'a pas encore été rendu public. Pour fournir son apport au réexamen de la politique énergétique et renseigner le gouvernement sur les mécanismes de rechange utilisés pour la réglementation et la fixation des tarifs des services publics, la BCPU présentera un document de synthèse sur les initiatives prises dans d'autres administrations, qui examinera notamment les différents régimes de réglementation axée sur le rendement qui sont appliqués dans des marchés concurrentiels.

Transport routier

Le 1^{er} octobre 1998, la BCPU a reçu une requête de la part de certaines entreprises d'ambulance qui lui demandaient de fixer et de déterminer le niveau de la rémunération que le ministère provincial de la Santé et des Services communautaires devrait verser aux entreprises qui assurent les services d'ambulance routiers. La demande était déposée en vertu de la *Motor Carrier Act*.

Suite à la publication d'un avis de demande, la BCPU a été saisie d'une intervention du ministre de la Santé et des Services communautaires qui soulevait la question préjudicielle de savoir si la BCPU avait compétence pour connaître de la demande.

À l'issue d'une audience tenue le 18 novembre 1999, la BCPU a rendu, le 21 décembre 1999, l'ordonnance M.C. 1 (1999-2000) dans laquelle elle énonçait les dispositions pertinentes de la *Motor Carrier Act* et de son règlement d'application et formulait la décision selon laquelle la BCPU avait compétence pour statuer sur la demande, telle qu'elle avait été présentée.

Le 11 janvier 2000, la *Newfoundland Gazette* faisait paraître le Règlement 4/2000 de Terre-Neuve dans une édition extraordinaire. Ce règlement modifiait les dispositions de l'alinéa 28e) du *Motor Carrier Regulations* afin de soustraire l'établissement des tarifs des services d'ambulance

à la prérogative de la BCPU et d'adopter l'article 28.1, exigeant que la BCPU fixe les tarifs, aux termes des conditions des certificats délivrés aux entreprises d'ambulance, au niveau déterminé par le ministre de la Santé et de Services communautaires.

Expropriation

Suivant l'*Expropriation Act*, la BCPU a charge de déterminer l'indemnité qui devrait être payée aux propriétaires fonciers dont la propriété a été expropriée ou a subi des dommages à la suite d'une expropriation effectuée par la ville de St. John's ou par la province. La Loi prescrit que seul le ministre ou la ville de St. John's peut renvoyer une affaire à la BCPU. La *Public Utilities Act* précise quels doivent être le mode de fonctionnement, la constitution et les autres pouvoirs de la BCPU lorsqu'elle exerce des responsabilités sous le régime de l'*Expropriation Act*.

Trois affaires ont été renvoyées à la BCPU aux termes de cette loi depuis la présentation de son dernier rapport. Dans tous les cas, l'affaire lui a été renvoyée par le ministre des Travaux, des Services et des Transports et il était question de l'expropriation de la propriété d'un propriétaire ou d'un préjudice causé à une propriété à la suite de changements à l'infrastructure routière. Voici un aperçu des causes et de leur mode de règlement.

1. Dans cette affaire, certaines propriétés avaient été expropriées pour faciliter le prolongement de la route transcanadienne par la construction d'une artère de circulation est-ouest.

Avant le début de l'audience portant sur cette question, la BCPU a été avisée que les parties avaient conclu une entente négociée.

2. Dans cette affaire, une requête préliminaire a été déposée pour demander à la BCPU d'interpréter une disposition de l'*Expropriation Act*.

Après avoir entendu les parties, la BCPU a rendu l'ordonnance E. A. 1 (1999-2000) qui donnait gain de cause au requérant. Une indemnité n'a pas été attribuée aux termes de l'ordonnance, car aucune n'avait été demandée dans la requête préliminaire. La question de l'indemnisation n'avait pas été renvoyée à la BCUP pour qu'elle prenne une décision.

3. Dans cette affaire, la propriété avait subi un effet préjudiciable, se traduisant par une baisse des affaires de l'entreprise, par suite d'un réalignement des infrastructures routières qui, selon le propriétaire, limitait l'accès à son hôtel.

Après avoir entendu les parties, la BCPU a délivré l'ordonnance E.A. 1 (2000-2001) qui adjugeait au requérant la somme de 300 000 \$ en compensation de l'effet préjudiciable.

On peut consulter toutes les ordonnances rendues par la BCPU sur son site Web à l'adresse www.pub.nf.ca.

La BCPU continue d'entretenir des rapports avec le gouvernement sur plusieurs aspects de l'*Expropriation Act* qu'il y aurait lieu de modifier à son avis pour qu'elle puisse s'acquitter, d'une façon raisonnable, des responsabilités que cette Loi lui confère.

Assurance automobile

La BCPU continue d'exercer des responsabilités au chapitre de la réglementation des tarifs d'assurance automobile exigés par les compagnies faisant affaire dans la province. Au cours de 1997, les branches accidents et propriété de l'industrie des assurances ont été soumises à l'examen d'un comité d'enquête de la House of Assembly. En mars 1998, ce comité a présenté des recommandations à l'Assemblée concernant des changements qu'il convenait d'apporter à la réglementation de l'industrie de l'assurance automobile en ce qui touche les tarifs et

l'intervention continue de la BCPU dans ce domaine. Autant que sache la BCPU, peu de progrès avait été accompli, au moment de la production du présent compte rendu, pour mettre en oeuvre les recommandations du rapport du comité d'enquête.

Réexamen de la structure organisationnelle

À la suite d'un réexamen approfondi de sa structure organisationnelle, mené au cours de 1999, la BCPU a apporté des changements visant à simplifier ses processus. Un comité de gestion composé d'un membre de la BCPU et de deux directeurs a été mis sur pied pour qu'il assure la prise de certaines décisions administratives qui exigeaient auparavant la participation de la BCPU. De plus, les directeurs ont été habilités à prendre certaines décisions dans leurs domaines de responsabilités respectifs. La BCPU a aussi mis en oeuvre plusieurs recommandations découlant d'un examen par un consultant externe des mécanismes de contrôle interne. La BCPU estime que ces initiatives auront un effet bénéfique sur ses activités et lui permettront de prendre des décisions sur les questions administratives dans de meilleurs délais.

Autres faits importants

Le 15 septembre 1999, la Cour suprême du Canada a rendu sa décision concernant le congédiement injustifié d'un commissaire de la BCPU. En février 1990, la *Public Utilities Act of Newfoundland* a été abrogée et une nouvelle loi sur les services publics a été promulguée. Les postes de tous les commissaires ont pris fin au moment de l'abrogation de l'ancienne loi et il revenait au lieutenant-gouverneur en conseil de nommer les commissaires de nouveau. Un des commissaires, Andrew Wells, n'a pas été renommé à son poste et il a intenté une action pour renvoi injustifié. La Cour suprême du Canada a jugé que M. Wells avait été congédié de

son poste de commissaire et qu'il avait droit soit à une période de préavis appropriée soit à une rémunération tenant lieu de préavis. Confirmant la décision antérieure de la Cour d'appel de Terre-Neuve, la Cour suprême du Canada a adjugé à M. Wells une rémunération tenant lieu du préavis de deux ans et demi auquel il avait droit. Cette rémunération comprenait toutes les prestations de pensions auxquelles il aurait eu droit s'il avait continué d'occuper la charge de commissaire pendant les deux années et demie supplémentaires.

En octobre 1999, la vice-présidente de la BCPU, M^{me} Leslie Galway, a démissionné pour assumer les fonctions de directrice exécutive de la

Newfoundland Ocean Industries Association, une association vouée à la promotion de la mise en valeur des ressources en hydrocarbures de la côte Est du Canada. M^{me} Galway avait été nommée commissaire en mars 1990, puis vice-présidente en 1995. La BCPU est heureuse d'accueillir sa nouvelle vice-présidente, M^{me} Darlene Whalen, qui détient un baccalauréat en génie et une maîtrise en science appliquée et génie de l'environnement décernés par l'université Memorial de Terre-Neuve. M^{me} Whalen a été nommée commissaire à temps partiel de la BCPU en mai 1997; elle assume ses nouvelles fonctions à titre de vice-présidente le 29 mai 2000.

Office national de l'énergie

Dans la première partie de cet aperçu, nous brossons un tableau des principales décisions de l'Office national de l'énergie (l'« ONÉ » ou l'« Office ») et des événements marquants survenus au cours des douze derniers mois. La deuxième partie traite des nouvelles questions qui influenceront sur les plans d'activités et les priorités de l'Office pour les trois prochaines années.

Principales décisions

En 1999-2000, un grand nombre d'événements et les décisions clés rendues par l'ONÉ dans le domaine de la réglementation ont mis en évidence la portée nationale des responsabilités de l'Office.

Dans le Nord du Canada, les activités gazières et pétrolières se sont intensifiées. Suite à la découverte de gisements dans la région de Fort Liard des Territoires du Nord-Ouest, l'Office a entendu et approuvé une demande de la part de Shiha Energy Transmission Ltd. en vue de la construction d'un gazoduc qui doit relier une installation située près de Fort Liard à l'usine de gaz Maxhamish, établie dans le nord-est de la Colombie-Britannique, et finalement au réseau de Westcoast Energy Inc. L'Office a également approuvé un gazoduc de Ranger Oil Ltd. et Chevron Canada Resources qui relie la région de Fort Liard au réseau Westcoast à Pointed Mountain. Par ailleurs, les installations du projet Ikhil sont en service et livrent du gaz à Inuvik à partir d'un champ avoisinant, ce qui témoigne d'une certaine utilisation locale des ressources.

Dans l'Ouest canadien, l'Office s'est penché sur la question de l'accès des expéditeurs de liquides de gaz naturel (LGN) au réseau de transport pipelinier canadien. En 1997, l'Office a ordonné à Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge), qui s'appelait alors Pipeline Interprovincial Inc., de déposer une méthodologie de conception des droits pour des installations qui procureraient aux expéditeurs de LGN un libre accès aux services de transport sur son pipeline. En 1999, Enbridge a déposé une

demande pour faire approuver une méthodologie de conception des droits où les droits applicables aux installations de stockage et d'injection de LGN seraient calculées séparément. En octobre 1999, l'Office a tenu une conférence technique pour donner aux parties la possibilité de discuter des questions relatives au transport de LGN sur le réseau d'Enbridge. À l'issue de la conférence, l'Office a ordonné à Enbridge de faire un appel de soumissions à l'égard de sa proposition. L'industrie ayant manifesté peu d'appui pour la proposition lors de l'appel de soumissions, l'Office a rejeté la demande d'Enbridge en mars 2000.

Au début de l'an 2000, l'Office a tenu une audience pour examiner une demande de TransCanada PipeLines Ltd. (TransCanada) qui proposait des modifications à ses barèmes de droits pour le transport interruptible (TI) et le transport garanti à court terme (TGCT). Les changements proposés aurait accordé à TransCanada le pouvoir discrétionnaire de modifier les prix-plancher de ces services à court terme, à l'intérieur d'une plage déterminée, afin de s'ajuster aux conditions changeantes du marché. L'Office a rejeté la demande de TransCanada voulant qu'on lui accorde le pouvoir discrétionnaire de fixer les prix mais a ordonné que le plancher pour les soumissions relatives au TI soit augmenté, pour passer de 50 à 80 % du droit du service garanti applicable, à compter du 1^{er} mai 2000. Le plancher pour les soumissions relatives au TGCT a été maintenu à 100 % du droit du service garanti applicable.

Vers la fin de 1999, Souris Valley Pipeline Ltd. a achevé la construction du premier productoduc approuvé par l'Office. Le pipeline est destiné à transporter du dioxyde de carbone du Dakota du Nord jusqu'au champ de pétrole Weyburn, près de Goodwater (Saskatchewan), ce qui permettra de prolonger la vie du champ de quelque 25 ans, selon les estimations.

Dans le Centre du Canada, l'Office a approuvé une demande de Vector Pipeline Limited Partnership

(Vector) en vue de construire et d'exploiter un gazoduc dans le sud-ouest de l'Ontario. Le gazoduc de Vector s'inscrit dans un nouveau projet de pipeline international qui doit assurer le transport de gaz naturel du carrefour situé à Joliet, près de Chicago (Illinois), au carrefour de Dawn (Ontario).

Dans l'Est du Canada, le gazoduc de Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP) a été mis en service en décembre 1999. De plus, l'Office a entendu et approuvé deux demandes de la part de M&NP en vue de la construction de canalisations latérales destinées à raccorder les marchés de Halifax (Nouvelle-Écosse) et de Saint John (Nouveau-Brunswick) à la canalisation principale de M&NP.

Questions nouvelles

L'Office a pour raison d'être de « promouvoir la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficacité économique dans l'intérêt public canadien, tout en respectant les droits individuels et en s'en tenant au mandat que le Parlement lui a conféré au chapitre de la réglementation des pipelines, et de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques ». Dans la poursuite de cet objectif, l'ONÉ aspire à être reconnu comme un chef de file respecté dans les domaines de la sécurité, de la protection de l'environnement et de la réglementation sur le plan économique.

Pour relever ces défis, l'Office a établi quatre buts fondamentaux, qui sont exprimés sous forme de résultats finals. Nous examinons ci-après l'importance de chacun de ces buts et les stratégies que l'Office a arrêtées afin de les concrétiser.

But 1 - Les installations réglementées par l'ONÉ sont sécuritaires et perçues comme telles.

Les pipelines du Canada transportent des matières dangereuses, qui peuvent présenter des risques pour la population et l'environnement. Toutefois, l'application de bonnes méthodes de conception,

de construction et d'entretien permet de gérer efficacement ces risques.

Au cours des huit dernières années, le nombre d'incidents (faits dont le signalement est prescrit par règlement) s'est maintenu dans une fourchette de 70 à 90, malgré de récents changements dans les définitions qui ont accru les exigences concernant les faits à signaler. Mais sur le plan de la sécurité, il est plus important encore de constater que le nombre de ruptures (c.-à-d. d'incidents qui posent un grave danger pour le public et l'environnement) a diminué. Il y a eu six ruptures en 1994, alors qu'on n'en relève qu'une seule par année en 1998 et en 1999.

Pour permettre à l'industrie de gérer rationnellement les risques, l'Office a adopté une démarche de réglementation axée sur les buts. Le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (RPT 99) est le premier règlement axé sur les buts qui a été établi dans le cadre du mandat de l'Office. Les systèmes de gestion de l'environnement et de la qualité, comme ISO 14000, ou d'autres systèmes similaires, sont l'élément central du RPT 99.

But 2 - Les installations réglementées par l'ONÉ sont construites et exploitées de manière à protéger l'environnement et à respecter les droits individuels.

Bien des aspects du mandat de réglementation de l'Office touchent à la protection de l'environnement et au respect des droits individuels. L'Office est d'avis que des systèmes efficaces de gestion et d'évaluation environnementale font partie intégrante de la gestion de la sécurité et de la protection de l'environnement.

L'Office a également pour objectif de garantir en tout temps un plus grand respect des droits du public, de faciliter la participation à ses processus et de veiller à ce que les compagnies pipelinières assument davantage leurs responsabilités concernant la consultation des propriétaires fonciers.

Au cours de l'année, l'Office a mené deux projets qui consistaient à déléguer au promoteur la préparation, avant l'audience, du rapport d'étude approfondie portant sur le projet. L'Office ne cesse de chercher des moyens d'apporter plus de clarté et d'uniformité dans le processus d'évaluation environnementale tout en soulignant le rôle qui revient au promoteur de planifier et de gérer l'étape critique de l'évaluation préalable. En outre, l'Office continue de faire des inspections et des vérifications afin de s'assurer que les compagnies respectent les règlements, leurs engagements et les conditions liées à l'approbation de leur demande.

But 3 - Les Canadiens et les Canadiennes profitent d'une plus grande efficacité économique.

Relativement à ce troisième but, l'Office vise à assurer, dans la mesure où ses activités influent sur les résultats économiques, que la population canadienne bénéficie d'une meilleure efficacité économique. On peut considérer trois aspects de l'efficacité économique comme étant liés au mandat de l'Office.

L'Office influe sur les activités de l'industrie du gaz naturel par le biais des décisions qu'il prend. Il s'efforce de promouvoir un réseau de transport à faible coût, de garantir que les services de transport répondent aux besoins des expéditeurs et à ceux des consommateurs, et de favoriser des décisions rationnelles au chapitre de l'investissement. Depuis des années, l'Office souscrit au principe qu'il faut « laisser agir les forces du marché dans la mesure du possible ». L'Office croit que l'arrivée de nouveaux venus dans l'industrie du transport du gaz introduit un certain niveau de concurrence qui sera bénéfique à long terme, mais reconnaît qu'à court terme, cette concurrence crée de sérieux défis pour les compagnies exploitant les pipelines en place.

L'expansion des réseaux de TransCanada et de Foothills à l'automne de 1998 a permis d'éliminer en grande partie le phénomène du gaz « piégé » en

Alberta. Par ailleurs, la construction du gazoduc d'Alliance et l'approbation du projet Vector ont déclenché un changement fondamental dans l'industrie du transport du gaz en amenant une concurrence à TransCanada. Ces événements posent de nouveaux défis pour les compagnies en place. Pour ne citer qu'un exemple, le non-renouvellement de certains contrats de transport à long terme sur le réseau de TransCanada a entraîné une augmentation des tarifs du transport pipelinier. L'évolution des marchés et les réalités commerciales qui prévalent dans l'industrie incitent l'Office à examiner des approches plus flexibles.

En outre, l'Office peut occasionner des coûts supplémentaires à l'industrie si ses mécanismes réglementaires sont inutilement lourds ou retardent des projets qui sont avantageux sur le plan économique, mais n'offrent pas de gains équivalents du point de vue de la protection du public. Un des moyens d'améliorer l'efficacité de la réglementation tient au délai de traitement des demandes. La complexité des demandes relatives aux installations varie grandement d'un cas à l'autre, mais le délai moyen de traitement des demandes sans audience s'est raccourci au cours de l'année dernière. L'an dernier, le personnel de l'Office a examiné le processus de traitement des demandes sans audience et déterminé plusieurs aspects au regard desquels il serait possible de le simplifier. Ce projet en est encore à ses débuts et il est prévu de le faire mieux connaître et de consulter les parties intéressées sous peu.

En tant que source d'information indépendante et neutre concernant le marché de l'énergie, l'Office peut fournir aux intervenants de l'industrie des renseignements et une analyse qui pourraient être utiles dans la prise de leurs décisions. En 1999, l'Office a publié une étude prospective à long terme intitulée, *L'énergie au Canada - Offre et demande jusqu'à 2025*, ainsi qu'une évaluation du marché de l'énergie ayant pour titre, *Prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz*

naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 1998 -2001.

But 4 - L'ONÉ répond aux nouveaux besoins liés à la participation du public.

Ce but englobe tous les autres en ce sens que la participation du public est l'élément clé qui garantit que toutes les informations essentielles à une décision ont été entendues. De plus, la communication est un élément essentiel à la promotion de nos buts concernant la sécurité, la

protection de l'environnement et l'efficacité économique. Un autre élément fondamental est l'accès à l'information, et cet aspect sera grandement facilité grâce au projet de dépôt électronique des documents relatifs à la réglementation, que l'Office met sur pied de concert avec la Commission de l'énergie de l'Ontario. Notons, enfin, que les efforts et les décisions de l'Office doivent être équitables et perçus comme tels. Ainsi, ce but doit être atteint pour que les trois autres soient vraiment réalisés.