



DÉCISION

**DANS L'AFFAIRE d'une demande présentée par la
Société d'énergie du Nouveau-Brunswick le 8 janvier
2002 visant une proposition de remise à neuf de la
Centrale de Point Lepreau.**

le 24 septembre 2002

**COMMISSION DES ENTREPRISES DE SERVICE PUBLIC
DU NOUVEAU-BRUNSWICK**

INTRODUCTION

Le 8 janvier 2002, la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) a déposé auprès de la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick (la Commission) une demande visant la tenue d'une audience publique concernant la remise à neuf de la Centrale nucléaire de Point Lepreau. La preuve déposée au préalable a été présentée le 25 février 2002 et la conférence préalable à l'audience a eu lieu le 12 mars 2002. L'audience a commencé le 27 mai 2002 et les observations finales ont été entendues les 18 et 19 juin 2002.

Énergie NB a convoqué deux formations :

Formation A – aspect technique

M. Rod White

M^{me} Jeanie McKibbon

M. Bill Pilkington

M. Stuart Groom

M. Rod Eagles

Formation B – aspect financier

M^{me} Sharon MacFarlane

M. Bill Marshall

Les intervenants suivants ont mené des contre-interrogatoires :

Canadian Unitarians for Social Justice

Conseil de la conservation du Nouveau-Brunswick

M. Neil Craik

Enquête énergétique

M^e Rodney J. Gillis

J.D. Irving, Limited

M. Daniel LeBlanc

Province du Nouveau-Brunswick
Saint John Citizens Coalition for Clean Air
Saint John Énergie

Les intervenants suivants ont présenté une preuve :

Énergie atomique du Canada limitée (EAACL)
Enquête énergétique
Union of New Brunswick Indians

Les intervenants officiels étaient les suivants :

Fraternité internationale des ouvriers en électricité (FIOE district 1 et section locale 37)
Conseil canadien des travailleurs du nucléaire

COMPÉTENCE

La présente demande a été déposée auprès de la Commission sous le régime du paragraphe 40.1(1.1) de la *Loi sur les entreprises de service public* (la Loi). La Loi a été modifiée, en vue notamment d'éliminer une incompatibilité entre l'article 36 et le paragraphe 40.1(1.1), qui interdisait à la Commission de faire des recommandations au sujet des installations d'Énergie NB; les modifications sont entrées en vigueur le 14 juin 2002. De plus, les articles 8.3 à 8.9 ont été ajoutés. L'article 36 de la Loi, dans sa version modifiée, prévoit ce qui suit :

36. Sous réserve de l'article 40.1, rien dans la présente loi ne peut être interprété comme autorisant la Commission à réglementer les affaires de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick, à faire des recommandations ou à donner des approbations quant à ses emprunts, à l'entretien ou à la reconstruction d'installations existantes ou quant à ses contrats de vente ou d'achat avec d'autres entités de l'extérieur de la province.

Quand elle étudie une demande, la Commission doit tenir compte de toutes les dispositions législatives pertinentes. Elle a conclu qu'il faut considérer l'ensemble de la Loi pour déterminer la norme ou le critère à appliquer pour apprécier la preuve et formuler une ou des recommandations. Elle a également estimé qu'il était opportun de tenir compte des dispositions de la *Loi sur l'énergie électrique*, en particulier des articles 2 et 20 et du paragraphe 3(7).

L'article 35 énumère les dispositions de la *Loi sur les entreprises de service public* dont la Commission peut se servir pour examiner une demande. Les articles 7.1, 8.3 et 8.4 de la Loi sont pertinents quant à la détermination du critère ou de la norme à utiliser : chacun autorise la Commission à appliquer la norme de « l'intérêt public ». En particulier, le paragraphe 8.3(2) prévoit qu'elle peut assortir toute ordonnance « [...] des modalités et des conditions que la Commission estime nécessaires à l'intérêt public ».

Par conséquent, la Commission a conclu qu'elle appliquera la norme de l'intérêt public à son appréciation de la preuve et à la formulation de ses recommandations dans le cadre de la présente demande. De plus, après avoir examiné les articles pertinents de la Loi, elle a conclu que sa compétence ne se limitait pas à faire une simple recommandation en faveur du projet ou contre celui-ci.

MÉTHODOLOGIE D'ÉNERGIE NB

Énergie NB formule ses options en matière d'expansion de la production d'énergie à partir du modèle PROVIEW, programme détaillé de planification des systèmes de production d'énergie. Le programme prévoit une valeur actualisée nette (VAN) des coûts afférents à chaque plan d'expansion.

La VAN correspond au montant en dollars de 2001 nécessaire pour couvrir tous les coûts, y compris les coûts d'immobilisation et les coûts

d'exploitation, afférents au plan. La méthode de la VAN permet la comparaison des plans qui comportent des coûts différents sur différentes années dans l'optique du coût global. Le programme PROVIEW permet également d'effectuer des analyses de sensibilité pour tenir compte de variables importantes.

L'application du programme a produit de nombreux projets qui permettraient de combler l'insuffisance prévue dans la production d'énergie, qui est de 428 MW d'ici 2011. Cette insuffisance était basée sur la mise hors service projetée de centrales électriques, y compris celle de Point Lepreau. Les trois projets pour lesquels l'analyse PROVIEW a prévu les coûts globaux les moins élevés étaient les suivants : la remise à neuf de la Centrale de Point Lepreau (VAN de 6,541 millions de dollars), la construction d'une nouvelle centrale à l'Orimulsion® (VAN de 6,609 millions de dollars) et la construction d'une centrale à cycle mixte au gaz naturel (VAN de 6,775 millions de dollars). On a appelé ces comparaisons le « cas de base ». Tous les chiffres de la VAN sont exprimés en dollars de 2001.

À cause de ses préoccupations relatives aux émissions futures de CO₂, Énergie NB a abandonné l'idée d'une centrale à l'Orimulsion®. La différence entre la VAN de la remise à neuf de la Centrale de Point Lepreau et de la centrale à cycle mixte au gaz naturel (l'option du gaz naturel) présentées par Énergie NB était de 234 millions de dollars.

Les intervenants ont soulevé de nombreuses questions au cours de l'audience. Pour arriver à sa décision, la Commission a examiné chaque question pertinente et a tenu compte des observations des intervenants. Voici les observations de la Commission au sujet de ces questions.

FACTEUR DE CAPACITÉ

Le facteur de capacité désigne le pourcentage d'énergie que produit une centrale électrique par rapport à l'énergie totale qu'elle pourrait produire

dans une période donnée. Par exemple, le facteur de capacité de Point Lepreau était de 90 % en 1992, ce qui signifie qu'en 1992 la centrale a produit 90 % de l'énergie totale qu'elle aurait pu produire.

Le facteur de capacité constitue un élément déterminant dont il faut tenir compte dans l'étude de la remise à neuf de Point Lepreau. À mesure que le facteur de capacité augmente, la quantité d'énergie produite augmente, et l'avantage lié à la valeur actualisée nette que présente Point Lepreau par rapport aux autres options devient plus important. De même, un facteur de capacité moins élevé réduit la valeur de cet avantage.

La preuve présentée par Énergie NB prévoit un facteur de capacité moyen de 89 % sur la durée de vie de 25 ans de la centrale remise à neuf. Le facteur de capacité moyen au cours des 19 années d'exploitation de l'usine actuelle, soit de 1983 à 2002, était de 83 % et l'estimation pour la période de 23 ans allant de 1983 à 2006 est de 82 %. Énergie NB a affirmé que la production après 2006 pourrait ne pas être économique. Aux fins de comparaison, le facteur de capacité moyen pour la période de 25 ans allant de 1983 à 2008 serait de 75,4 %, s'il n'y avait aucune production après 2006.

Le facteur de capacité réel et estimé de la centrale actuelle au cours des différentes périodes susmentionnées varie de 75,4 % à 83 %. L'entente projetée entre Énergie NB et EAACL prévoit un facteur de capacité de 80 % comme repère pour la détermination des paiements de l'une ou l'autre partie au cours des 15 premières années et de 75 % pour les dix dernières années.

Après son examen de tout ce qui précède, la Commission estime qu'il convient d'utiliser un facteur de capacité de 80 % dans l'analyse de la valeur nette actualisée de la remise à neuf. L'application du facteur de capacité de 80 % a pour effet d'augmenter de 108 millions de dollars la VAN de Point Lepreau.

COÛT DU CAPITAL

La structure financière d'une entreprise comprend ses emprunts et ses capitaux propres, qui comportent tous deux des coûts associés. Le coût pondéré moyen des emprunts et des capitaux propres s'appelle le coût du capital. On appelle taux d'actualisation l'opération par laquelle le coût en capital est utilisé pour actualiser les fonds de trésorerie liés à un projet. Dans ses calculs des VAN, Énergie NB a utilisé un taux d'actualisation de 7,15 %.

Énergie NB a procédé à une analyse de sensibilité relativement aux changements du taux d'actualisation. Dans l'une de ces analyses, elle a utilisé un taux d'actualisation de 9,33 %, ce qui correspond au taux de la Nova Scotia Power Corporation, entreprise à capitaux privés.

Au cours de l'audience, le gouvernement a annoncé ses projets de réorganisation d'Énergie NB, notamment son intention d'exiger de chaque nouvelle société qu'elle soit exploitée comme entreprise à capitaux privés. Quoique la structure financière exacte des nouvelles sociétés reste à déterminer, la Commission estime qu'il est raisonnable que le taux d'actualisation approprié soit au moins aussi élevé que celui de la Nova Scotia Power Corporation. Un taux d'actualisation de 9,33 % augmente la VAN de Point Lepreau de 98 millions de dollars.

EFFET DES RAJUSTEMENTS

L'augmentation de 98 millions de dollars de la VAN qui découle d'un changement du taux d'actualisation, accompagnée de l'augmentation de 108 millions de dollars de la VAN liée au rajustement du facteur de capacité, donne une VAN rajustée de 6,747 millions de dollars pour Point Lepreau. La VAN de l'option du gaz naturel est de 6,775 millions de dollars. La différence entre les deux options n'est que de 28 millions de dollars, soit moins d'un demi pourcent.

La Commission estime négligeable une différence de moins d'un demi pourcent. Elle conclut que sa décision doit reposer sur un examen de questions autres que la comparaison des valeurs actualisées nettes. Ces questions sont discutées ci-dessous.

CONTRATS

Énergie NB a poursuivi des négociations avec EACL en vue de la remise à neuf de la centrale électrique ainsi que de son exploitation et de son rendement courants. Les négociations ont produit les contrats ou ententes suivants :

- un contrat de remplacement des tubes, d'une valeur de 309 millions de dollars;
- un contrat de remise à neuf, d'une valeur de 141 millions de dollars;
- une entente relative au rendement de la centrale, qui prévoit le versement de primes ou de pénalités liées au rendement de la centrale tout au long de sa durée de vie utile;
- une entente relative au service de soutien à l'exploitation en vue de la fourniture de soutien technique continu.

Énergie NB et EACL sont convenues que l'étendue des travaux à effectuer dans le cadre des contrats a été définie de façon claire par suite d'une évaluation exhaustive de l'état de la centrale. En vertu des contrats, EACL serait l'entrepreneur principal et assurerait des services de gestion du projet.

Le contrat de remplacement des tubes prévoit les conditions relatives au versement par EACL de dommages-intérêts extrajudiciaires de 250 000 \$ par jour, jusqu'à concurrence de 10 millions de dollars, sur la durée de vie de la centrale. Il contient également une clause prévoyant le

versement de primes de 100 000 \$ par jour à EACL en cas d'achèvement des travaux avant la date prévue à cette fin dans le calendrier général. Il prévoit aussi une garantie de 24 mois sur les matériaux, la main-d'œuvre et la conception, ainsi qu'une garantie de 96 mois sur les assemblages de tuyaux d'alimentation soudés et les bracelets de centrage à point de consigne fixe. Le contrat ne prévoit aucune clause touchant les dommages indirects, tel le coût d'énergie de remplacement.

Le contrat de remise à neuf prévoit les conditions de versement par EACL de dommages-intérêts extrajudiciaires de 75 000 \$ par jour, jusqu'à concurrence de 5 millions de dollars. Il contient également une clause prévoyant le versement de primes de 50 000 \$ par jour à EACL en cas d'achèvement des travaux avant la date prévue à cette fin dans le calendrier général. Il prévoit aussi une garantie de 24 mois, à compter de la date d'achèvement des travaux, sur les matériaux, la main-d'œuvre et la conception. Le contrat ne prévoit également aucune disposition relative aux dommages indirects.

Énergie NB a fait valoir que les contrats contenaient des dispositions de garantie raisonnables et évitaient le risque important afférent aux contrats de remboursement des coûts. Énergie NB et EACL ont affirmé que les garanties atteignaient, voire dépassaient, les normes de l'industrie. Énergie NB considère que les dommages-intérêts extrajudiciaires sont suffisants.

Certains intervenants se sont vivement opposés aux modalités du contrat. Ils s'inquiétaient du fait que dans certaines situations la somme prévue au titre des dommages-intérêts extrajudiciaires serait insuffisante. La Commission estime que les montants prévus au titre des dommages-intérêts extrajudiciaires pourraient ne pas être suffisants.

RELATION DE MANDANT-MANDATAIRE ENTRE EACL ET LE GOUVERNEMENT DU CANADA

Des intervenants ont remis en question la capacité financière d'EACL de satisfaire aux garanties stipulées. EACL a produit des éléments de preuve démontrant qu'elle avait l'appui du gouvernement du Canada. Les intervenants se sont demandé jusqu'à quel point le gouvernement du Canada aurait l'obligation juridique de répondre des obligations de EACL.

La Commission a invité toutes les parties à présenter des observations sur la question. Après examen, elle est convaincue que les obligations contractuelles d'EACL découlant de ses contrats avec Énergie NB profiteront d'un appui suffisant du gouvernement du Canada du fait du rapport mandant-mandataire que crée la *Loi sur l'énergie nucléaire*.

ASSURANCE

Plusieurs intervenants ont proposé qu'Énergie NB devrait souscrire une assurance commerciale pour la protéger contre le risque de la survenance de l'un ou plusieurs des divers risques touchant la construction, la situation financière ou le rendement. La Commission a invité toutes les parties à présenter des observations écrites exposant brièvement leur opinion quant aux frais d'assurance justifiés. Aucune observation n'a été présentée à la Commission sur ce point.

COÛT D'IMMOBILISATION

Le budget d'immobilisations définitif est de 845 millions de dollars en dollars de 2001. Énergie NB a présenté des précisions relatives au coût total prévu. La Commission fait les observations suivantes sur les questions liées au coût d'immobilisation total prévu.

Prix ferme

La Commission est d'avis qu'il convient de mettre en contexte la portion prix ferme et le pourcentage qu'elle représente. Énergie NB a affirmé que 82 % des coûts directs du projet sont fermes. Le coût total des contrats à prix ferme est de 450 millions de dollars, et 38 millions de dollars ont déjà été dépensés, soit une somme de 488 millions de dollars en tout. Cette somme représente 57 % du coût total du projet, qui est de 845 millions de dollars. Il s'agit du pourcentage que la Commission estime être à prix ferme.

Calendrier des travaux

Le contrat de remplacement des tubes fixe le chemin critique du calendrier de construction. Énergie NB a fait valoir que le calendrier prévoit une mise à l'arrêt de 18 mois, mais que le calendrier de la construction réel prévoit l'achèvement des travaux en 17 mois, ce qui fournit une marge d'un mois, laquelle, selon Énergie NB, pourrait compenser tous retards dans la construction.

Énergie NB a convenu que le remplacement intégral des tubes d'un réacteur nucléaire CANDU en service, tel qu'il est proposé pour Point Lepreau, n'avait jamais été entrepris. M. Kugler, Ph. D., qui a témoigné pour le compte d'EACL, a affirmé que, si on considère le travail comme des tâches précises, il ne s'agit pas de quelque chose de nouveau parce que chaque tâche a déjà été effectuée. On a soulevé des inquiétudes relativement à la portée du travail et aux problèmes possibles qui pourraient survenir au cours du remplacement des tubes, lesquels pourraient tous avoir un effet sur le calendrier. Énergie NB a bien souligné qu'il existe des mesures impérieuses pour inciter EACL à respecter le calendrier contractuel.

Énergie NB a déclaré qu'un retard de quatre mois dans la mise en service de la centrale augmenterait la VAN, selon les estimations, de 63 millions de dollars en dollars de 2001. Énergie NB a également affirmé qu'un

retard dans l'achèvement des travaux augmenterait de 5 millions de dollars par mois les coûts afférents aux intérêts au cours de la construction. De même, les coûts augmenteraient de façon importante puisqu'il faudrait se procurer de l'énergie de remplacement.

La Commission reconnaît qu'une augmentation de l'étendue des travaux pourrait retarder le projet, ce qui augmenterait le coût du projet. Selon elle, les incertitudes existantes constituent un facteur négatif pour la remise à neuf de la Centrale de Point Lepreau.

Indexation

Le budget du projet prévoit une somme de 65 millions de dollars au titre de l'indexation. Le montant réel lié à l'indexation qui sera versé en vertu des contrats sera déterminé principalement à l'aide des index et des formules publiés par Statistique Canada. Le taux de salaire pour les services d'ingénierie fournis par EACL a déjà été indexé de 17 %. On a expliqué que cette augmentation résultait de la concurrence qui existe pour les services de l'effectif hautement qualifié d'EACL. La Commission remarque que c'est Énergie NB qui assume le risque des éléments de l'entente liés à l'indexation, et non EACL.

La Commission reconnaît que l'option du gaz naturel comporte elle aussi un risque lié à l'indexation des coûts. Toutefois, le coût d'immobilisation de l'option du gaz naturel est considérablement moins élevé que celui de la remise à neuf de Point Lepreau. De plus, elle estime que l'indexation des coûts de la main-d'œuvre est plus probable pour Point Lepreau que pour l'option du gaz naturel, étant donné la nature de la main-d'œuvre en cause. Bien que les possibilités que les coûts liés à l'indexation augmentent au-delà de ceux qu'Énergie NB a prévus dans son budget ne puissent être évaluées en chiffres, la Commission est d'avis que ce fait nuit au projet de remise à neuf par rapport à l'option du gaz naturel.

Intérêts cumulés au cours de la construction

La somme de 146 millions de dollars à titre de ce qu'on a appelé les « Intérêts cumulés au cours de la construction et frais généraux » figure également dans le budget du projet. Énergie NB a fourni une ventilation de cette somme, qui montrait que 144,2 millions de dollars étaient prévus à titre d'intérêts cumulés au cours de la construction et 2,1 millions de dollars à titre de frais généraux. Elle a déclaré que le taux d'intérêt utilisé était de 7,15 %, la commission de crédit à la province étant comprise. Des écarts dans le coût de la construction et le temps utilisé pour achever les travaux, ou les augmentations des taux d'intérêts, ou tous ces facteurs mis ensemble, auraient une influence sur le montant des intérêts cumulés au cours de la construction.

Éventualités

Énergie NB estime que le coût total des contrats de remplacement des tubes et de remise à neuf, indexation comprise, correspondra à 515 millions par rapport aux 845 millions de dollars. Des 330 millions de dollars restant, les éventualités comptent pour 35 millions de dollars, soit environ 11 % .

Énergie NB a soulevé 24 éléments, qu'elle a appelés les risques peu probables et à coûts élevés, et elle a fourni des coûts estimatifs pour chacun. Si l'un ou plusieurs de ces risques devenaient réels, il est évident que les 35 millions de dollars prévus au titre des éventualités pourraient s'avérer insuffisants. M. Kugler, Ph. D., a souligné qu'Énergie NB serait responsable des coûts additionnels découlant de la survenance de n'importe lesquels des 24 éléments de risque importants. La Commission estime que le montant budgété pour les éventualités pourrait ne pas être suffisant.

COÛT D'IMMOBILISATION – SOMMAIRE

Il existe des incertitudes liées au calendrier de la construction, aux coûts afférents aux clauses d'indexation des contrats à prix fermes avec EACL, aux intérêts cumulés au cours de la construction et aux 24 risques. Pour ces motifs, la Commission craint que la prévision du coût du projet, qui est de 845 millions de dollars, puisse être dépassée, peut-être bien d'un montant important.

ÉNERGIE DE REMPLACEMENT

Énergie NB a estimé à environ 300 millions de dollars le coût d'énergie de remplacement pendant l'interruption du service à Point Lepreau. La question de l'énergie de remplacement se pose parce que, si Énergie NB procédait à la remise à neuf de Point Lepreau telle qu'elle projette de le faire, la centrale serait mise à l'arrêt pour une période prévue de 18 mois. Pendant cette période, afin de satisfaire à ses obligations en matière d'alimentation en énergie pour la province, elle devrait remplacer l'énergie non produite par Point Lepreau soit en redistribuant l'énergie produite par d'autres centrales électriques, soit en achetant de l'énergie. Le coût du combustible pour les autres centrales électriques et de l'achat d'énergie serait assujéti aux fluctuations du marché et pourrait être plus élevé que prévu. De plus, si la remise à neuf prenait plus de temps que prévu, le coût de l'énergie de remplacement pourrait bien être plus élevé. Il est à noter que, si l'une des autres options était choisie, aucune énergie de remplacement ne serait requise, ou très peu.

COMPARAISON AU CAS DE BASE – ÉNERGIE SUPPLÉMENTAIRE

La quantité d'énergie qui serait produite suivant l'option du gaz naturel est moindre qu'elle ne le serait avec Point Lepreau. La Centrale de Point Lepreau pourrait produire une quantité d'énergie supérieure à 50 % par

rapport à l'option du gaz naturel. Le coût de l'énergie supplémentaire nécessaire pour que l'option du gaz naturel arrive à la même quantité d'énergie que Point Lepreau s'appelle énergie de remplacement et augmente la VAN de l'option du gaz naturel de 820 millions de dollars.

La Centrale de Point Lepreau, si elle était remise à neuf, fournirait plus d'énergie que la quantité qui est nécessaire dans la province. Si, par suite de développements futurs, toute l'énergie nécessaire dans la province pouvait être produite par l'option du gaz naturel, il deviendrait alors inutile de se procurer de l'énergie supplémentaire. Dans ce cas, il n'y aurait pas lieu d'ajouter à l'option du gaz naturel des coûts afférents à l'énergie de remplacement. Il faudrait plutôt accorder une « valeur » à l'énergie supplémentaire produite par l'option de la remise à neuf de Point Lepreau. Cette valeur peut être plus élevée, moins élevée ou la même que le montant indiqué pour l'énergie de remplacement. La Commission n'a pas pu chiffrer cette valeur, mais elle estime qu'il s'agit là d'un élément de risque lié à la remise à neuf de Point Lepreau.

RISQUE LIÉ À LA RÉGLEMENTATION

Énergie NB a présenté au personnel de la Commission canadienne de sûreté nucléaire un document cadre sur l'octroi de permis, lequel contenait une description du processus de remise à neuf de Point Lepreau. Elle a présumé qu'elle ne serait pas obligée d'effectuer des changements en vue de satisfaire à toutes les normes actuelles applicables aux nouvelles constructions. Dans la réponse qu'il lui a donnée, le personnel a dit souscrire de façon générale à cette approche. La Commission fait remarquer que cette réponse traduit la position du personnel et pas nécessairement celle de la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

Le fait que la Commission canadienne de sûreté nucléaire pourrait exiger que des modifications soient apportées au projet de remise à neuf préoccupe la Commission. De telles modifications pourraient entraîner

des coûts considérablement plus élevés. Aussi estime-t-elle qu'il s'agit là d'un risque que comporte la remise à neuf de Point Lepreau.

COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE

Le combustible nucléaire est un combustible économique; il représente moins de 15 % des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration de l'exploitation de Point Lepreau. Il est évident que l'avantage de la VAN de Point Lepreau provient des épargnes considérables liées au coût du combustible. La Commission est consciente des fluctuations du coût du gaz naturel et de la difficulté à obtenir un approvisionnement à long terme. Dans cette optique, elle convient que la remise à neuf de la centrale nucléaire comporte un avantage.

CO₂

Dans son analyse des coûts qu'elle pourrait avoir à supporter à l'avenir en raison de ses émissions de CO₂, Énergie NB a utilisé une valeur de 15 \$ la tonne. La Commission, en sa qualité de régulateur économique, n'a pas étudié la question à fond puisque l'examen de telles externalités ne relève pas de son mandat. Elle estime qu'elle doit se limiter à l'examen des coûts pour se conformer aux normes établies actuelles. Elle est d'avis que la question des émissions atmosphériques devrait être régie par un organisme compétent du gouvernement provincial. Elle reconnaît que la question préoccupe grandement le gouvernement provincial et convient que la remise à neuf de Point Lepreau réduirait les émissions de CO₂.

DÉPÔT DE RENSEIGNEMENTS FINANCIERS

En mars 2001, Énergie NB a publié un document intitulé « Plan d'entreprise et Prévisions financières 2001-2002 à 2008-2009 », qui donnait des prévisions relatives à l'état des résultats, au bilan et au flux

de trésorerie. Les prévisions n'indiquaient aucune augmentation des tarifs.

La preuve présentée dans l'affaire de la demande visant la remise à neuf de la centrale de Coleson Cove, déposée en juillet 2001, contenait le Plan d'entreprise ainsi que des prévisions financières mises à jour pour les années 2002-2003 à 2008-2009. Les mises à jour tenaient compte de l'effet de la décision d'entreprendre le projet une année plus tôt.

En janvier 2002, Énergie NB a déposé la preuve à l'appui de la présente demande. Les renseignements financiers présentés à l'audience relative à la demande visant la remise à neuf de la centrale de Coleson Cove ont été remis à jour. Toutefois, les résultats prévus ne tenaient pas compte de l'augmentation des tarifs de 2,1 %, projetée pour le 1^{er} avril 2002.

Le 27 mai 2002, la Commission a demandé une version actualisée des prévisions financières qui tiendrait compte des estimations pour l'année financière 2001-2002, y compris de toutes modifications significatives des variables importantes pour les années financières 2002-2003 à 2008-2009. Énergie NB a réagi par le dépôt d'un document qui contenait le sommaire d'un état des résultats réel au 31 mars 2002 et le sommaire d'un état des résultats prévisionnel pour l'année se terminant le 31 mars 2003. Elle n'a fourni aucune autre mise à jour des prévisions financières pour la période allant de 2003-2004 à 2008-2009.

Les prévisions d'Énergie NB comportaient une autre lacune notable : le Plan d'entreprise indiquait que les bénéfices non répartis (capitaux propres) projetés au 31 mars 2001 seraient de 46 millions de dollars. Son bilan vérifié indiquait des capitaux propres réels de 8 millions de dollars, soit une différence de 38 millions de dollars. Malgré les deux mises à jour des prévisions financières, cette différence n'a jamais été corrigée.

Dans l'année qui s'est terminée le 31 mars 2002, conformément à une norme modifiée de l'Institut canadien des comptables agréés, Énergie NB a adopté rétroactivement une modification dans ses conventions

comptables relatives à la conversion des états financiers établis en monnaie étrangère. Par suite de cette modification, les capitaux propres au 31 mars 2001 ont été réduits de 172 millions de dollars. Les prévisions financières ne tenaient pas compte de ce rajustement, ni des rajustements positifs futurs au revenu.

La Commission croit qu'Énergie NB aurait pu et aurait dû préparer ces renseignements financiers, lesquels auraient tenu compte de l'effet des augmentations de tarifs connues et des modifications importantes, telle qu'elles ont été mentionnées ci-dessus. Elle est d'avis qu'elle n'a pas déposé de renseignements financiers convenablement mis à jour dans la présente demande.

CONCLUSION

La Commission est un régulateur économique et c'est sous cet éclairage qu'elle a procédé à son examen. Faute d'un mandat clair, elle est d'avis que les évaluations, sauf les évaluations économiques, doivent être effectuées par le gouvernement. Dans son appréciation de la preuve, elle a appliqué la norme de l'intérêt public.

Par suite de son examen de la preuve relative au facteur de capacité et au coût du capital, la Commission conclut que le projet de remise à neuf proposé ne comporte aucun avantage économique important. De plus, elle considère qu'il existe d'autres aspects significatifs de l'option de la remise à neuf pour lesquels les retombées économiques sont incertaines. Ces aspects créent un risque économique additionnel qui la conduit à conclure que la remise à neuf de Point Lepreau, telle qu'elle a été exposée dans la preuve, est contraire à l'intérêt public. En conséquence, elle recommandera au conseil d'administration d'Énergie NB de ne pas procéder à la remise à neuf de la Centrale de Point Lepreau.