



COMMISSION DES ENTREPRISES DE SERVICE PUBLIC DU NOUVEAU-BRUNSWICK

**DANS L'AFFAIRE D'une demande de la
Société d'énergie du Nouveau-Brunswick
pour l'approbation de changements dans ses frais,
tarifs et droits.**

D E C I S I O N

le 23 avril, 1993

COMMISSION DES ENTREPRISES DE SERVICE PUBLIC DU NOUVEAU-BRUNSWICK

**DANS L'AFFAIRE DE la Loi sur les Entreprises de service public, L.R.N.-B
de 1978, Ch. P-27, telle que modifiée**

**DANS L'AFFAIRE D'une demande de la Société d'énergie du Nouveau-
Brunswick pour l'approbation de changements dans ses frais, tarifs et
droits.**

Commission:	Me David C. Nicholson – Président
	B. Fernand Nadeau – Vice-président
	J.E. Stevens – Commissaire
	Claudette Stymiest – Commissaire
	Paul E. LeBlanc – Commissaire
	Ivan McLean – Commissaire
	Frank E. Kane – Commissaire
Énergie NB:	Me Thomas B. Drummie, C.R., et Me L. Paul Zed, avocats
Le Groupe des Gros Consommateurs:	Me E. Neil McKelvey, C.R., Me James F. LeMesurier et Me Cynthia J. Benson, avocats
La Commission d'énergie de la "City of Saint John" et le Service d'électricité de la Cité d'Edmundston:	Me David G. Barry, C.R., avocat
McCain Foods Limited:	Me D.M Gillis, C.R. et Me R.J. Gillis, C.R., avocats
Intervenants pour le public:	Me Robert L. Kenny, C.R. et Me Ivan Robichaud, avocats
Commission:	Me Harry G. Colwell, avocat

TABLE DES MATIERES

	Page
Sommaire des Conclusions	i
Introduction	1
Questions provenant des décisions précédentes	4
Transfert de 16.0 millions de dollars des capitaux propres au compte d'enlèvement des canaux de combustible	4
Méthode de réglementation basée sur le rendement des capitaux propres	6
Façon de traiter les frais de garantie lors du calcul du rendement des capitaux propres	9
Gestion de la demande	12
Coûts d'entretien	14
Analyse des coûts de NB Coal	17
1992-93	21
Prévision de la charge	21
Classification de l'épurateur de Belledune	22
Changements dans la planification tarifaire	24
Redressement des ratios revenus/coûts	29
Facteur de puissance de Pointe Lepreau	33
Compte de stabilisation des ventes à l'exportation	36
Compte de normalisation de la production	37
Élimination de l'équipement et des déchets reliés aux BPC	43
Dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration	45
Coûts de la retraite anticipée	48
Résultats globaux pour 1992-93	50
1993-94	52
Perspective pour 1993-94	52
Report des coûts communs pour Belledune	58
Amortissement à charge ascendante des frais pour Belledune	59
Report des coûts - Régularisation des tarifs	60
Autres	62
Intervenants informels	62
Renseignements minimums à déposer	66
Commentaires sur le processus	68

SOMMAIRE DES CONCLUSIONS

QUESTIONS PROVENANT DES DECISIONS PRECEDENTES

Transfert de 16 millions de dollars des capitaux propres au compte d'enlèvement des canaux de combustible

La Commission réaffirme sa décision précédente et ordonne à Énergie NB de se conformer à sa décision du 22 mai 1991. (Page 5)

Méthode de réglementation basée sur le rendement des capitaux propres

La Commission conclut que sa décision de considérer une analyse du rendement des capitaux propres quand on détermine les tarifs pour une période d'essai future, était appropriée. (Page 7)

Façon de traiter les frais de garantie lors du calcul du rendement des capitaux propres

La Commission désire éclaircir sa position sur cette question. La Commission reconnaît qu'Énergie NB est dans l'obligation de payer les frais de garantie à la Province et que ces frais doivent être recouvrés au cours du processus de détermination des tarifs. La Commission reconnaît aussi qu'il pourrait bien y avoir une valeur attachée à la garantie de la dette d'Énergie NB. Cette valeur serait l'épargne reliée à la réduction des taux d'intérêt résultant de la cote des titres de la Société,

comparée à la cote qu'elle recevrait si elle était une entreprise autonome. La Commission considérerait cette épargne comme étant un coût légitime à imputer aux usagers d'Énergie NB.

La Commission est prête à considérer toute preuve qu'Énergie NB pourrait fournir à l'avenir concernant la valeur de la garantie et à faire les redressements qui s'imposent.

La Commission considère que toute portion des frais facturés à Énergie NB dépassant le profit reçu est bien en fait un bénéfice pour le propriétaire et l'équivalent d'un dividende. (Page 11)

Gestion de la demande

Énergie NB proposait de traiter les coûts de GD essentiellement de la même façon que les coûts des options d'alimentation. (Page 12) La Commission considère cette politique correcte en principe.

La Commission considère que les économies résultant des programmes de GD devraient pouvoir être vérifiées et elle ordonne à Énergie NB de déposer les plans permettant d'atteindre cet objectif. (Page 13)

Coûts d'entretien

La Commission accepte les 3.1 millions de dollars comme étant une somme raisonnable à affecter à l'entretien imprévu pour

1992-93, mais elle ordonne à Énergie NB de continuer à suivre le fil des coûts de cette catégorie, afin de permettre un examen adéquat des sommes prévues des prochains budgets. (Page 16)

Analyse des coûts de NB Coal

La Commission pense qu'elle a fait tout son possible pour mettre à jour les faits se rapportant à l'usage de NB Coal par Énergie NB. Le gouvernement a donné une directive à Énergie NB, et la Commission doit permettre le recouvrement des coûts qui s'y relient. C'est l'avis de la Commission qu'aucune action supplémentaire ne peut être considérée pour l'instant. (Page 20)

1992-93

Prévision de la charge

La Commission recommande fortement qu'Énergie NB inclue les effets de l'élasticité des prix dans ses prévisions futures de la charge. (Page 21)

Classification de l'épurateur de Belledune

La Commission conclut que la classification faite par Énergie NB des coûts des centrales dans l'étude du coût manque d'objectivité et biaise les résultats. La Commission ordonne à

Énergie NB de ré-examiner son étude du coût des services de 1993-94 conformément à la division approuvée de 40/60, le plus tôt possible. (Page 23)

Changements dans la planification tarifaire

Tarif domestique

La Commission approuve le tarif proposé. (Page 25)

Tarif de l'Usage général I

La Commission considère que ces changements sont constructifs et approuve le tarif proposé. (Page 25)

Tarif de l'Usage général II

La Commission considère qu'aucun usager ne devrait subir d'augmentation dépassant environ 8%. Par conséquent, la Commission n'approuve pas le tarif tel qu'il a été déposé, et ordonne à Énergie NB de modifier le tarif de façon à ce que l'augmentation subie par tout usager de cette catégorie ne dépasse pas environ 8%. (Page 26)

Tarifs pour la petite industrie

La Commission approuve le tarif proposé. (Page 27)

Autres tarifs

La Commission a examiné les autres changements de tarifs et les approuve tels que soumis. (Page 28)

Redressement des ratios revenus/coûts

Après considération de tous ces aspects, la Commission trouve que les redressements différentiels de tarifs proposés par Énergie NB sont raisonnables, vu les circonstances, et constituent une action qui correspond bien aux exigences établies par la Commission pour rétrécir l'éventail des ratios revenus/coûts. (Page 31)

Facteur de puissance de Pointe Lepreau

Bien que ce calcul soit légèrement conservateur, il ne semble pas déraisonnable à la Commission. (Page 34)

Compte de stabilisation des ventes à l'exportation

La Commission considère que les calculs sont appropriés et correspondent à la directive de la Commission dans sa décision sur les conventions comptables et financières. (Page 36)

Compte de normalisation de la production

La Commission considère que la méthodologie proposée représente un changement fondamental de la philosophie fondamentale du compte de normalisation de la production et pas simplement une amélioration mineure. La Commission considère que le raisonnement

d'origine qui fonde le redressement sur le rendement réel resté valable, et que la preuve présentée ne justifie pas de modifications à ce principe. (Page 40)

Élimination de l'équipement et des déchets reliés aux BPC

La Commission est inquiète que les coûts connus qui auraient dû être pris en considération durant les années précédentes sont maintenant reportés de façon à être défrayés par les usagers à venir. Par conséquent, la Commission ordonne à Énergie NB de faire une estimation du coût nécessaire à l'élimination des déchets de BPC entreposés au 31 mars 1993, et de placer sur dossier les dispositions à prendre. (Pages 43-44)

Dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration

Les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration d'Énergie NB (EE&A) sont le domaine où la Société peut exercer le plus de contrôle des dépenses. (Page 45)

La prévision 1992-93 représente une augmentation globale de plus de 10 millions de dollars dépensés en EE&A sur l'année précédente, sur une base comparable.

La Commission ne considère pas qu'une hausse de 10 millions de dollars, soit environ 4%, pour l'EE&A, d'une année à l'autre, représente un contrôle efficace des coûts. (Page 46)

Coûts de la retraite anticipée

La Commission ordonne à Énergie NB d'inscrire les coûts estimés de la retraite anticipée pour l'exercice se terminant le 31 mars 1993 comme une dépense de cette année-là. (Page 49)

Résultats globaux pour 1992-93

Par conséquent, la Commission considère que les augmentations entrées en vigueur le 1^{er} octobre 1992 ne produiront pas des gains excédentaires pour Énergie NB durant l'année 1992-93. (Pages 50-51)

1993-94

Perspective pour 1993-94

Énergie NB n'était pas prête à discuter de l'année 1993-94 avec suffisamment de précision pour permettre un calcul des exigences de revenu appropriées. (Page 52)

La Commission pense que le public aurait été mieux servi si l'année 1993-94 avait été examinée à fond à la présente audience. (Page 53)

La Commission s'inquiète que le manque d'information pertinente pour 1993-94 signifie que, ou bien il n'existait pas de plans, ou bien il y en avait et qu'Énergie NB ne voulait pas en discuter publiquement. (Page 54)

La preuve d'Énergie NB était que, selon les méthodes comptables traditionnelles, les conséquences de la mise en service de Belledune seraient une exigence de revenu supplémentaire en 1993-94 s'élevant à 91.4 millions de dollars. Il faudrait une augmentation de revenu de plus de 12% pour produire 91.4 millions de plus. Il serait maintenant extrêmement difficile d'avoir une audience publique pour discuter des autres méthodes comptables possibles permettant de traiter de ces coûts supplémentaires avant le mois de juillet. Par conséquent, des décisions seront prises par Énergie NB, en privé et sur une base d'essai, concernant les méthodes comptables à employer. (Pages 55-56)

La Commission considère que la continuation des augmentations du 1^{er} octobre 1992 n'aura pas pour résultat, d'après toutes les prévisions présentées à l'audience, des gains excédentaires pour Énergie NB en 1993-94. Par conséquent, la Commission approuve les augmentations mises en vigueur par Énergie NB le 1^{er} octobre 1992 (avec une exception, discutée plus haut) et cette décision est définitive. (Page 57)

Report des coûts communs pour Belledune

S'il existe une possibilité raisonnable qu'une ou plusieurs autres tranches soient construites à Belledune, la Commission considère qu'il serait approprié de reporter le recouvrement de la portion pertinente des coûts communs jusqu'au moment où la ou les tranches supplémentaires seront construites. (Page 58)

Amortissement à charge ascendante des frais pour Belledune

La Commission considère qu'il serait approprié de donner sérieuse considération à l'usage de la méthode d'amortissement à charge ascendante pour la centrale de Belledune. (Page 59)

Report des coûts - Régularisation des tarifs

Si, après que tous les efforts raisonnables aient été faits pour obtenir des revenus maximums et minimiser les coûts, une hausse subite des tarifs était encore nécessaire, la Commission serait prête à considérer une proposition de nivellement des tarifs pourvu que certaines conditions soient remplies. (Page 60)

Renseignements minimums à déposer

Les discussions qui eurent lieu à cette audience-ci démontrent clairement que des améliorations supplémentaires sont nécessaires et possibles. (Page 67)

Commentaires sur le processus

Dans sa décision sur les Conventions comptables et financières d'Énergie NB, elle recommanda un certain nombre de changements à la Loi. Ces changements faciliteraient le processus de rassemblement de l'information de se dérouler de façon plus efficace et à moindre coût. La Commission continue de croire que ces changements seraient avantageux pour le processus et entraîneraient des économies supplémentaires. (Page 68)

INTRODUCTION

La Société d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (Énergie) a demandé, le 6 octobre 1992 à la Commission des entreprises de service public d'approuver une augmentation générale de ses tarifs pour les services offerts dans la province du Nouveau-Brunswick. Cette demande avait été soumise conformément à l'article 38 de la Loi sur les entreprises de service public (la Loi).

La demande visait à obtenir l'approbation d'augmentations qu'Énergie NB avait mises en vigueur le 1^{er} octobre 1992. La possibilité, pour Énergie NB, de mettre en vigueur des augmentations dans ses tarifs avant d'avoir reçu l'approbation de la Commission existait grâce à une modification à la Loi, entrée en vigueur le 20 mai 1992. Auparavant, Énergie NB était obligée d'obtenir l'approbation de la Commission, à l'avance de tout changement dans ses tarifs. Précisons que l'amendement exige qu'Énergie NB fasse sa demande à la Commission dans les trente jours qui précèdent la date à laquelle le changement entre en vigueur.

On prévoyait que ces changements amènent une augmentation tarifaire moyenne de 5%. Cette hausse n'était pas répartie de façon uniforme entre les différentes catégories d'usagers. Les pourcentages d'augmentation proposés étaient les suivants:

Domestique	6
Usage général I	2
Usage général II	5
Industriel - petite puissance	2
Industriel - grande puissance	5
Éclairage des rues et services	4.5
Chauffe-eau (Locations)	8
Ventes en gros	5

Une conférence de préparation aux audiences traitant des questions de procédures eut lieu le 5 novembre 1992. Une journée des motions eut lieu le 22 décembre 1992 pour permettre aux parties de présenter des motions énonçant qu'il fallait qu'Énergie NB fournisse de l'information supplémentaire. Le Groupe des gros consommateurs d'énergie (GGC) présenta aussi une motion disant que la demande d'Énergie NB devrait être rejetée. Dans sa décision du 13 janvier 1993, la Commission refusa la motion de rejet faite par les GGC. La Commission instruisit Énergie NB de déposer certains documents d'information supplémentaires avant la date des audiences publiques. La Commission, à la suite de discussions considérables tenues pendant la Journée des motions, fit aussi des commentaires concernant la nature de l'information qui devrait être disponible pour l'année 1993-94. La Commission soumit son point de vue sur ce que constitue une "période de tarifs future" et les difficultés que pourrait soulever une demande en vertu de l'article 38.

L'audience publique prévue pour examiner la demande d'Énergie NB commença le 8 février 1993 et se termina le 22 février 1993 après 9 jours d'audiences.

Les GGC comprenaient les compagnies suivantes:

Brunswick Mining and Smelting Corporation Limited
Fraser Incorporated
Irving Oil Limited
Irving Paper Limited
Miramichi Pulp & Paper Inc.
NBIP Forest Products Inc.
St. Anne-Nackawic Pulp Company Ltd.
Stone Consolidated Incorporated

La Commission d'énergie de la Cité de Saint John et le Département de l'énergie électrique de la Cité d'Edmundston seront cités sous le nom de "grossistes" dans la décision.

Les témoins qui firent une déposition au nom d'Énergie NB étaient les suivants:

M. K.B. Little	Vice-président, finances
M. J.A.F. Cook	Associé, Deloitte & Touche, Fredericton
M. A. Gilliss	Vice-président, planification générale et marchés externes
M. W. Marshall	Ingénieur principal, planification de l'alimentation en électricité
M. C.F. Baird	Vice-président principal, ingénierie et exploitation
M. D.M. Reid	Directeur, contrôle des coûts et budgets
M. C. Flynn	Conseiller principal, affaires stratégiques et techniques
M. A. Cormier	Président, NB Coal Limited
M. N. Bhutani	Gérant, prévision des tarifs et de la charge

QUESTIONS PROVENANT DES DECISIONS PRECEDENTES

Transfert de 16 millions de dollars des capitaux propres au compte d'enlèvement des canaux de combustible

Dans sa décision sur les Politiques comptables et financières du 22 mai 1991, la Commission fit la déclaration suivante:

"Accordingly, for regulatory purposes, the Board orders NB Power to transfer \$16,000,000 from earnings invested in the business to the fuel channel removal account and to recompute future charges to customers." (Page 40).

Dans la Pièce 1, Énergie NB présenta la preuve suivante:

- "Q. Mr. Little, in the decision of this Board of May 22, 1991 on the accounting and financial policies of NB Power at pages 36-40, there is a discussion of the fuel channel removal account. The Board pointed out that NB Power had transferred \$13,300,000 from equity to the fuel channel removal account and ordered that for regulatory purposes an additional transfer of \$16,000,000 should be made with charges to customers subsequent to 1988 being calculated on the basis of an annual charge spread over the period of service of Pt. Lepreau prior to the projected removal of the fuel channels. What is NB Power's position on this determination?*
- A. NB Power would like the Board to reconsider its decision on the \$16,000,000 transfer from equity to the fuel channel removal account.*
- Q. What is the problem with transferring \$16,000,000 from equity to the fuel channel removal account?*
- A. We believe that the transfer constitutes retroactive rate making and that it prevents recovery of a legitimate cost from customers."*

M. McKelvey déclara dans sa récapitulation:

"Now my point is obviously it is agreed that what you are doing with this \$16 million is requiring future customers to pay it when it should have been paid by those in the past. . . . They knew there was going to be a cost and they should have put some estimate in there, even though it wasn't at that point capable of being exact." (Transcription page 1038)

L'Intervenant du public donna son opinion que:

"Because the issue of retroactive rate making is not applicable to this matter and because the principle of intergenerational equity should be upheld, the Public Intervenor requests the Board to reject the application by NB Power to reconsider its decision on a \$16 million transfer from equity to the fuel channel removal account." (Transcription page 1056)

La Commission a soigneusement étudié la preuve soumise par Énergie NB à l'appui de sa demande faite auprès de la Commission de revenir, sur sa décision précédente, et les opinions exprimées par les intervenants. La Commission réaffirme sa décision précédente et ordonne à Énergie NB de se conformer à sa décision du 22 mai 1991.

Méthode de réglementation basée sur le rendement des capitaux propres

Dans sa décision sur les politiques comptables et financières datée du 22 mai 1991, la Commission conclut que, aux fins de fixer les tarifs, il n'était pas juste de s'appuyer uniquement sur les ratios d'endettement et de couverture des intérêts, et elle déclara:

"The Board agrees with both Dr. Kalymon and Mr. Carmichael that the proper approach must include consideration of the net income of NB Power and considers it desirable that the appropriate amount of net income be clearly established. The rates can then be set accordingly. The Board is of the view that an appropriate net income will result in debt to equity and interest coverage ratios that are appropriate for NB Power." (Page 75)

La Commission reconnut que ce concept n'avait pas été exploré à fond à l'audience et déclara qu'elle accueillerait volontiers tous commentaires reliés à la méthode qu'elle recommandait.

Dans la Pièce 1, Énergie NB déclara:

"Generally speaking, we believe that a return on equity approach adds a useful third dimension to the question of the appropriate level of net income, so long as it does not take precedence over the utility's more traditional tests when conditions warrant otherwise. We also believe that, subject to the foregoing, the utility's cost of debt is appropriate as a rate of return so long as NB Power is a Crown Corporation and the Government has not established any market-based rate of return criteria."

Durant le contre-interrogatoire par M. Barry, M. Little confirma sa position en ces termes:

"I don't think I have expressed difficulty with the Board's return on equity test as an addition to the other two tests. I don't know whether the Board intended it to be a cap on the rate of return or whether it was intended to be a third measure, which does have some value." (Transcription page 734)

Le GGC est d'accord avec la recommandation de la Commission en ces termes:

"We support the Board's decision that rate of return on equity at the embedded cost of capital should be applied. But we do agree that it should only be one of the factors involved, the others being interest coverage, which the Board in the finance and accounting hearing said was the most important, and also the debt/equity is a lesser important one." (Transcription page 1041)

L'Intervenant du public nota:

"...that interest coverage, debt/equity ratios, and return on equity, are not independent of each other, but rather the return on equity is strongly influenced by the interest coverage allowed or achieved, and the particular debt/equity ratio that exists at a point in time." (Transcription pages 1056-7)

L'Intervenant du public conclut:

"Now the point to be made here is that interest coverage is a cumbersome and unwieldy tool for deriving return on equity. The Board should be cautious of any unintended effects associated with the use of interest coverage to derive a return on equity, particularly in periods when NB Power's debt/equity ratios increase as a result of borrowings to finance capital expansion. The relevant figure to evaluate is the net income the utility expects to achieve in a given period rather than a specific interest coverage ratio." (Transcription page 1057)

La position des "grossistes" fut la suivante:

"..I think it is subsection 42 (1), which calls for recovery of sufficient costs to allow the appropriate interest coverage ratios and debt to equity ratios that are important.

I point out again that there is no right to a return on equity for NB Power. Although you concluded in the accounting and financial decision that a return on equity, and I quote your words, "an appropriate net income will result in debt to equity and interest coverage ratios that are appropriate for NB Power", I think that was at page 75, and also that "an appropriate return on equity is a normal cost for a properly managed corporation", on page 76. I believe you should revisit that aspect of the decision." (Transcription pages 1101-2)

La Commission conclut que sa décision de considérer une analyse du rendement des capitaux propres quand on détermine les tarifs pour une période d'essai future, était appropriée. De plus, la Commission confirme que cette partie de la structure

d'immobilisation d'Énergie NB qui a trait au taux approprié de rendement du capital devrait être le coût intrinsèque de la dette d'Énergie NB.

Façon de traiter les frais de garantie lors du calcul du rendement des capitaux propres

La Décision sur les politiques comptables et financières du 22 mai 1991 déclare:

"The guarantee fee is an annual payment from NB Power. It is the view of the Board that this fee represents a return to the Province due to its ownership of NB Power. Therefore, the Board will deduct the amount of the guarantee fee from the amount calculated as the appropriate return on equity when setting the rates of NB Power." (Page 79)

Encore une fois, la Commission reconnut que ce concept n'avait pas été débattu à fond à l'audience et elle déclara qu'elle accueillerait volontiers tous commentaires à propos de la méthode qu'elle recommandait:

Dans la Pièce 1, Énergie NB exprima son désaccord avec la méthode proposée par la Commission, en ces termes:

"The Board has acknowledged that the guarantee fee is a cost (December 6, 1991 decision, page 38) and that NB Power is obliged by legislation to pay it. Removal of an amount equal to the guarantee fee from the allowed net income in the Board's return on equity test effectively disallows recovery of that cost. Recovery is allowed in other jurisdictions and we believe that it should be allowed here as well, particularly since section 42 of the Public Utilities Act requires provision for the full recovery of all NB Power's costs as particularized under section 20 of the Electric Power Act."

On demanda à M. Little:

"If the Board agrees with NB Power's recommendations on non-exclusion of the guarantee fee from the return on equity test, what implications would this have for the appropriate level of net income?"

Il répondit:

"The net income target would increase by the amount of the guarantee fee."

M. McKelvey déclara:

"The next point I want to deal with is the guarantee fee. We support the Board's decision. Now when Mr. Little was questioned by Mr. Barry..., he said: NB Power's finances were always guaranteed by the Province prior to 1988, or prior to the implementation of the guaranteed fee? Mr. Little: yes."

Question: And no charge was ever made prior to that? Answer: That's correct.

...Obviously, I submit, that this is a means of raising money by the government." (Transcription page 1039)

L'Intervenant du public déclara:

"We believe that there is a distinction to be made between return on equity invested by the Province in the utility and a fee for guaranteeing the debt issued by NB Power. Therefore, we would argue that the guarantee fee should be treated as an expense and not subtracted from an amount calculated as the appropriate rate of return.

Now having said this, the Public Intervenor requests the Board to make no change in the way in which it currently treats the guarantee fee until such time as the Province directly or through NB Power provides some defence for the current level of this guarantee fee. We note with some concern that the rate has jumped from .00479 in 1988 to .006489 in 1992, an increase of 35 percent." (Transcription pages 1058-9)

M. Kenny conclut:

"Without some evidence on the record as to the reasonableness of the rate charged by the Province to NB Power, it is probably that only a portion of the rate is attributable to the fee for guaranteeing the debt, and the remaining portion is nothing more than a thinly disguised transfer of profit, whether the utility makes any profit or not.

Accordingly, the Public Intervenor requests the Board to leave its treatment of the guarantee fee unchanged until such time as it receives sufficient evidence to support the rate level set by the Province." (Transcription page 1060)

La position des "grossistes" fut la suivante:

"The government has always been responsible for the debt. Nothing changed in 1988 or indeed in 1990. In fact in our view it is simply a political decision by many governments, not just our own, to find a way to recover funds from their ownership of a public utility." (Transcription page 1104)

M. Barry conclut:

"We have heard no rationalization sufficient to convince us that the fee is anything other than an equity return to the shareholder, as the Board has determined, and it should be continued to be treated as such. Accordingly, our recommendation is to reaffirm your earlier decision." (Transcription page 1104)

La Commission a soigneusement considéré cette preuve et désire éclaircir sa position sur cette question. La Commission reconnaît qu'Énergie NB est dans l'obligation de payer les frais de garantie à la Province et que ces frais doivent être recouvrés au cours du processus de détermination des tarifs. La Commission reconnaît aussi qu'il pourrait bien y avoir une valeur attachée à la garantie de la dette d'Énergie NB. Cette valeur serait l'épargne reliée à la réduction des taux d'intérêt résultant de la cote des titres de la Société, comparée à la cote qu'elle recevrait si elle était une entreprise autonome. La Commission considérerait cette épargne comme étant un coût légitime à imputer aux usagers d'Énergie NB.

Aucune preuve n'a été déposée auprès de la Commission pour justifier le montant précis des frais. La Commission note que le pourcentage qu'on fait payer actuellement à deux autres entreprises électriques canadiennes est considérablement plus bas. La Commission considère que toute portion des frais facturés à Énergie NB dépassant le profit reçu est bien en fait un bénéfice pour le propriétaire et l'équivalent d'un dividende. Par conséquent, la Commission pense qu'on devrait le déduire du montant calculé en temps que rendement approprié sur les capitaux propres au moment de fixer les tarifs d'Énergie NB. La Commission est prête à considérer toute preuve qu'Énergie NB pourrait fournir à l'avenir concernant la valeur de la garantie et à faire les redressements qui s'imposent.

Gestion de la demande

Le programme de gestion de la demande (GD) d'Énergie NB était basé sur une étude de planification intégrée des ressources, terminée en décembre 1991. Elle cherchait à créer 110 MW d'économies avant la fin de 1996-97, permettant ainsi de reporter à plus tard la construction d'une turbine de combustion de 100 MW. Un sommaire du plan déposé avec la Pièce 1 indiquait des coûts accumulés de 29.8 millions de dollars et des profits nets d'une valeur actuelle en 1992 de 47.0 millions de dollars.

L'examen le plus récent de la charge et des ressources prévoit un taux réduit de croissance de la charge si bien que le manque de puissance est maintenant prévu dans les années après 1996. Énergie NB examine présentement à la fois le meilleur niveau et le meilleur moment auxquels introduire son programme de GD, et espère avoir terminé son étude avant juin 1993. La Commission demande qu'Énergie NB dépose un exemplaire de cette étude dès qu'elle sera disponible.

Les conventions comptables proposées pour les dépenses de GD étaient également décrites dans la Pièce 1. En résumé, Énergie NB proposait de traiter les coûts de GD essentiellement de la même façon que les coûts des options d'alimentation; en reportant les coûts des mesures de prolongation de vie à l'année où l'on commencerait à réaliser des bénéfices de puissance, puis en amortissant les coûts sur une période de dix ans. Pour les programmes qui ne fournissent que des bénéfices à court terme, les coûts seraient amortis sur une période de trois ans.

Cette méthode préserverait l'équité entre les sources de production en imputant les coûts aux usagers qui récolteraient les profits. La Commission considère cette politique correcte en principe.

Énergie NB évalue les résultats obtenus par les programmes de GD selon qu'ils adoptent des mesures d'économie d'électricité et non pas en mesurant les économies réalisées. L'Intervenant du public suggéra que les résultats soient soumis à une vérification.

La Commission considère que les économies résultant des programmes de GD devraient pouvoir être vérifiées et elle ordonne à Énergie NB de déposer les plans permettant d'atteindre cet objectif.

Coûts d'entretien

L'entretien est une dépense importante pour Énergie NB. Pendant l'examen de l'augmentation de tarifs générale précédente, Énergie NB n'avait fourni aucun détail de ses dépenses d'entretien anticipées pour l'année 1991-92.

La Société avait inclus aussi, comme faisant partie du budget de la Société pour 1991-92, un "compte/fonds de prévoyance" d'un montant de 5.0 millions de dollars. Cette somme était destinée à assurer les dépenses d'entretien de nature imprévue et anormale. Le compte n'existait pas dans les budgets précédents. De plus, Énergie NB indiquait qu'il n'existait pas de critères particuliers pour déterminer si le coût d'une certaine infortune devrait être défrayé par ce compte. De surcroît, l'explication logique de ce montant de 5.0 millions de dollars n'était pas claire, et c'est pourquoi la Commission n'y donna pas son accord.

La Commission ordonna à Énergie NB de fournir des renseignements supplémentaires sur ses coûts d'entretien au moment de la prochaine demande générale de changement de tarifs et c'est ce que fit Énergie NB. Les coûts totaux d'entretien qui furent identifiés comprenaient trois catégories distinctes: les travaux d'entretien occasionnels, l'entretien préventif prévu, et l'entretien imprévu.

La plupart des discussions durant l'audience concernèrent la troisième catégorie - "l'entretien imprévu" qui prenait la place du "Compte/fonds de prévoyance". Énergie NB prévoit le besoin d'encourir les dépenses incluses dans cette catégorie, mais n'a

aucun moyen de savoir à l'avance où, quand, ni dans quel but l'argent sera dépensé. La raison en est que les critères suivants doivent être observés pour qu'un travail soit classé dans l'entretien imprévu:

- 1) Le travail doit être de nature à ne pas avoir pu être anticipée au moment de l'élaboration du budget.
- 2) Le travail doit avoir des répercussions sur les conditions de sécurité, de fiabilité et d'efficacité du fonctionnement d'une centrale ou d'un réseau de transmission ou de distribution.
- 3) Le travail doit avoir pour origine un événement imprévu ou anormal nécessitant des travaux importants identifiés au cours d'une inspection prévue, ou être causée par une panne prématurée du matériel ou par les conditions de l'environnement, c'est-à-dire une tempête, une inondation, un incendie, etc.
- 4) L'importance du travail doit dépasser 25000\$.
- 5) Le travail ne peut pas être reporté à l'exercice suivant à moins de nécessiter des coûts importants, d'avoir des conséquences inacceptables sur la fiabilité, de créer une situation dangereuse, ou d'être en infraction d'un règlement.

La Commission est d'avis que les critères énoncés ci-dessus sont des directives raisonnables aux fins de déterminer si un travail se classe comme entretien imprévu.

La Commission considère que la catégorie de l'entretien imprévu est appropriée mais il reste à déterminer quel montant est adéquat. Énergie NB n'a pas prêté une attention spéciale aux dollars dépensés dans cette catégorie, jusqu'à l'année 1991-92 où 1.4 millions furent dépensés. Pour 1992-93, Énergie NB avait à l'origine prévu 5.0 millions de dollars au budget mais rectifia ce chiffre à 3.1 millions, dont 2.1 millions furent encourus avant le

mois d'août 1992. La Commission accepte les 3.1 millions de dollars comme étant une somme raisonnable à affecter à l'entretien imprévu pour 1992-93, mais elle ordonne à Énergie NB de continuer à suivre le fil des coûts de cette catégorie, afin de permettre un examen adéquat des sommes prévues des prochains budgets.

Analyse des coûts de NB Coal

La Commission, dans sa décision du 6 décembre 1991, énonçait:

"The Board is concerned that the continued use of NB Coal may not be the least cost alternative. Therefore, in future rate hearings, the Board will require NB Power to file a proper analysis of the costs of the use of NB Coal and all the reasonable alternatives. Further, the Board will expect that NB Power will choose the least cost alternative." (Page 31)

Dans la Pièce 1, Énergie NB donnait une analyse des coûts du charbon domestique fourni par NB Coal Limited (NBCL). Cette analyse montrait le coût moyen total la tonne estimé pour 1992/93 pour les centrales de Grand Lake et de Dalhousie à 73.67\$ et 93.13\$ respectivement.

Grand Lake doit utiliser du charbon et le charbon importé n'était pas disponible en 1992-93. Par conséquent, une comparaison du coût du charbon avec le coût du mazout importé n'est appropriée que pour Dalhousie.

Dans sa déposition, M. Flynn indiqua qu'Énergie NB pense que les coûts fixes devraient être soustraits du prix du charbon pour permettre les comparaisons avec les autres combustibles. Ces coûts fixes, qui sont estimés à environ 12.0 millions de dollars par an à la page 3-62 de la Pièce 1, sont le résultat des obligations financières d'Énergie NB envers NBCL. Ces coûts seront encourus quel que soit le niveau de production de charbon de NBCL. La Commission partage l'opinion d'Énergie NB concernant ces coûts, aux fins de faire des comparaisons.

M. Flynn indiqua que les coûts fixes estimés pour 1993-94 se monteront à 37.73\$ la tonne de charbon produit par NBCL, et la Commission pense que cette estimation serait à peu près correcte aussi pour 1992-93. Par conséquent, la comparaison de coûts suivants pour Dalhousie a été calculée par la Commission:

Coût total la tonne d'après la Pièce 1	93.13\$
moins: les coûts fixes	<u>37.73</u>
COUT REGULARISE LA TONNE	<u>55.40\$</u>

Pour permettre une comparaison correcte, le coût régularisé la tonne doit être converti en un coût par million d'unités thermiques britanniques (MMBtu). Ce coût pour le charbon est de 2.37\$ qui se compare à un coût de 1.93\$ pour le mazout.

Énergie NB indiqua que les coûts estimés comparables pour 1993-94 à Dalhousie sont de 2.92\$ par MMBtu pour NB Coal, et de 2.40\$ pour le mazout.

La Commission conclut de ces comparaisons qu'il aurait été plus économique d'utiliser du mazout plutôt que du charbon en 1992-93 et que les coûts prévus pour 1993-94 mènent à la même conclusion.

Toutefois, durant le contre-interrogatoire de M. Gillis, M. Flynn indiqua certaines inquiétudes d'Énergie NB:

"We had discussions in-house regarding, you know, the appropriateness of that level of burn and we also were aware of the implications of the relative cost of NB Coal versus imported coal, and we decided that we should take the issue to government to make them aware of what the commercial aspects of NB Coal were. And as a result of that, the government saw fit to I would say formalize what has probably been government policy for many years, this government, previous government." (Transcription pages 194-5)

La formalisation à laquelle fait allusion M. Flynn est un ordre-en-conseil du 5 novembre 1992, exprimé en ces termes:

"Under subsection 3(7) of the Electric Power Act, the Lieutenant-Governor in Council determines that NB Power be required to purchase up to 450,000 tons per year of indigenous New Brunswick coal until such time as the Government of New Brunswick believes a change is warranted and this Order in Council is amended or revoked." (Interrogatory NBP (PCCSJ)2)

La Commission pense que, à toutes fins pratiques, le gouvernement a ordonné à Énergie NB d'acheter jusqu'à 450,000 tonnes de charbon par an de NBCL, et c'est l'opinion de la Commission que l'entreprise doit se conformer à cette directive.

L'Intervenant du public suggéra:

"If NB Power believes that there is a social objective in maintaining the NB Coal operation, then it should seek to recover costs of this social objective by way of a subsidy from the Government of New Brunswick. It should not attempt to place the burden of the social objective on the ratepayers." (Transcription page 1064)

M. Kenny poursuivit:

"The Public Intervenor requests the Board to remove from the revenue requirements of the utility for the fiscal years '92, '93 from '93, '94, all expenses associated with the use of NB Coal above those of the least cost alternative." (Transcription page 1065)

M. Gillis déclara:

"The position I take is that NB Power requesting that the government pass an Order in Council does not demonstrate good business practice whatsoever. And that gets back to Section 2 of the object of the Act.

It demonstrates quite the contrary. There is serious concern on the part of senior management of NB Power that they could not justify burning New Brunswick coal at Belledune, and management wished to blame the government for that decision. So on that basis, management wrote the Order in Council, sent it to the government and had the Lieutenant-Governor in Council pass it as a fait accompli.

I suggest on such basis such expense based upon such Order in Council should not be allowed, as it is unreasonable, excessive and it has been precipitated by something which was poor business practice." (Transcription page 1085)

M. Barry déclara:

"The last issue dealt with under tab 3 was the treatment of NB Coal costs. Although it appears that Order in Council 92-910, I believe it is, and subsection 3 (7) of the Electric Power Act, probably requires you to allow for the recovery of the cost, we believe you should take it into account in how you choose to regulate and establish rates." (Transcription pages 1105-6)

La Commission a soigneusement considéré les témoignages et les commentaires des intervenants. Il apparaît clairement d'après cette audience et la preuve fournie à l'audience de tarifs précédente que, à certains moments, le coût du charbon du Nouveau-Brunswick a été inférieur à celui d'autres combustibles importés, mais ceci dit, les économies en tout et partout n'ont pas encore été établies avec certitude. Nul ne peut prédire si de telles conditions se représenteront ni à quel moment et, en ce cas, Énergie NB se sera assuré une source d'alimentation en charbon domestique grâce au fait qu'elle aura maintenu les opérations de NB Coal.

Avec cette discussion, la Commission pense qu'elle a fait tout son possible pour mettre à jour les faits se rapportant à l'usage de NB Coal par Énergie NB. Le gouvernement a donné une directive à Énergie NB, et la Commission doit permettre le recouvrement des coûts qui s'y relie. C'est l'avis de la Commission qu'aucune action supplémentaire ne peut être considérée pour l'instant.

1992-93

Prévision de la charge

Énergie NB prépare régulièrement des prévisions de charge sur vingt ans qui prévoient les exigences fermes d'électricité du réseau. C'est un document d'une importance stratégique du fait qu'il constitue le point de départ d'une grande partie des activités financières et de la planification des installations.

Énergie NB se sert de différents moyens pour prévoir les exigences de ses diverses catégories d'utilisateurs, mais on n'admet pas explicitement l'élasticité des prix. En fait, M. Bhutani déclara que la Société ne possède aucune donnée sur l'élasticité des prix de la demande pour aucune de ses catégories d'utilisateurs. La Commission s'inquiète de cette omission. Il est raisonnable de supposer que des prix plus élevés pour l'électricité entraîneront une certaine diminution de la demande.

Il y a eu deux augmentations de tarifs au cours des quelques dernières années et il se pourrait qu'il y ait d'autres augmentations importantes. Ceci veut dire que des prévisions qui ne prennent pas en considération l'élasticité des prix de la demande risquent de surestimer les exigences de charge à venir. La Commission recommande fortement qu'Énergie NB inclue les effets de l'élasticité des prix dans ses prévisions futures de la charge.

Classification de l'épurateur de Belledune

Pendant l'audience générique sur la répartition des coûts et la planification tarifaire (RCPT), Énergie NB proposa de classer les coûts fixes de production selon le partage de 40% reliés à la demande et 60% reliés à la demande et 60% reliés à l'énergie. Dans sa décision, la Commission accepta cette proposition en attendant une étude et un rapport supplémentaires d'Énergie NB.

L'étude du coût des services de 1993-94 déposée par Énergie NB classait la production de cette façon, avec une exception: l'équipement de désulfuration des gaz d'échappement (l'épurateur) à Belledune 2 était classé comme étant 100% relié à l'énergie. Le groupe GGC soumit que la division approuvée de 40/60 devrait s'appliquer à cet équipement et demanda à la Commission d'ordonner à Énergie NB de préparer une nouvelle étude du coût des services.

M. Bhutani défendit la classification des 100% à l'énergie pour la raison que l'épurateur est bien en fait relié à l'énergie. Il dit que la division 40/60 était le résultat de l'analyse du système effectuée selon la méthode "Peaker Credit". Il dit aussi que, au moment de l'analyse, l'épurateur ne faisait pas partie du système. Si la même analyse était répétée en 1993-94, il déclara que l'épurateur serait classé comme étant 100% relié à l'énergie.

La Commission accepte l'assertion de M. Bhutani que les épurateurs sont reliés à l'énergie et que la méthode "Peaker Credit" les classerait ainsi. Cependant, la Commission ne peut pas

accepter sa déclaration que la division approuvée de 40/60 était basée uniquement sur la méthode "Peaker Credit" ou qu'elle était destinée à s'appliquer uniquement à la centrale en service au moment de l'analyse d'origine.

Son point de vue nécessiterait que les centrales à turbines de combustion soient classées comme étant 100% reliées à la demande. L'étude du coût des services qui a été déposée montre que la centrale de Ste. Rose suivait la division 40/60.

La Commission conclut que la classification faite par Énergie NB des coûts des centrales dans l'étude du coût manque d'objectivité et biaise les résultats. La Commission ordonne à Énergie NB de ré-examiner son étude du coût des services de 1993-94 conformément à la division approuvée de 40/60, le plus tôt possible.

La Commission accueillera volontiers les projets qui prouvent qu'ils peuvent rehausser la précision des résultats du coût des services, ou bien dans le cadre de l'examen et de l'étude méthodologique qu'Énergie NB prépare actuellement, ou bien en toute autre occasion. Toutefois, la Commission s'attendra à ce qu'Énergie NB applique les méthodes approuvées par la Commission de temps à autres et qu'elle le fasse de façon uniforme.

Changements dans la planification tarifaire

Les tarifs proposés contiennent plusieurs changements de planification qui ont des répercussions différentes sur des usagers différents à l'intérieur de la même catégorie. Ces répercussions ont été évaluées dans la Pièce 1. Les changements de planification pour chaque classe de tarifs et le bien-fondé des répercussions sont examinés ci-dessous.

Tarif domestique

Selon le tarif proposé, les frais d'abonnement et les tarifs d'électricité sont 5% plus élevés et de plus, la taille de la première tranche d'électricité a été augmentée de 800 KWh par mois à 900 KWh.

M. Bhutani témoigna que la taille de la tranche avait été augmentée pour deux raisons. Premièrement, cela correspondait au témoignage de M. VanderVeen à l'audience sur la RCPT disant qu'il était normal pour les entreprises de service public de garder la taille de la tranche proche de la consommation mensuelle moyenne. Pour les usagers domestiques d'Énergie NB, la consommation moyenne est d'environ 1,350 KWh par mois. Deuxièmement, cela permettait d'appliquer une augmentation de tarifs différencielle tout en évitant des répercussions excessives sur certains usagers domestiques.

M. Bhutani fut d'accord que la taille de la tranche requise pour effectuer le recouvrement du solde des coûts des usagers serait inférieure à 800 KWh. Il expliqua que la différence

de tarifs entre la première tranche d'électricité et le solde de la consommation était principalement attribuable à l'évolution historique.

La Commission a des doutes sur le bien-fondé de changer les tarifs en se basant sur de supposées méthodes normales des entreprises de service public. Elle pense que les changements devraient correspondre aux besoins apparents du système d'Énergie NB et devraient signifier une amélioration de l'équité entre les classes. La deuxième raison avancée par M. Bhutani se classe dans cette catégorie.

La Commission observe que les différentes répercussions causées par l'augmentation de la tranche sont relativement mineures, qu'elles sont justifiées vu les circonstances, et elle approuve le tarif proposé.

Tarif de l'Usage général I

La structure tarifaire proposée a été mise sur pied par l'application de différents pourcentages d'augmentation aux divers éléments tarifaires: frais d'abonnement 5%, frais de demande 2.5%, première tranche d'électricité 1%, et le restant des KWh 2.5%. Les nouveaux tarifs ont pour résultat une augmentation moyenne de 2% sans qu'aucun usager ne se situe au-dessus ou au-dessous de 1% de ce chiffre.

La Commission considère que ces changements sont constructifs et approuve le tarif proposé.

Tarif de l'Usage général II

Le changement essentiel du tarif proposé est l'introduction de frais de demande, s'appliquant à toutes demandes qui dépassent 20 KW. Ceci rapproche ce plan tarifaire de celui de l'Usage général I et c'est un pas de plus vers la fusion éventuelle de ces deux tarifs.

Les autres changements comprenaient une augmentation de 5% sur les frais d'abonnement, une augmentation de 1% sur le tarif de la première tranche et une augmentation de 4.4% sur les tarifs des autres tranches d'électricité. Ces changements représentent une augmentation moyenne de 5%.

La comparaison des factures pour cette catégorie de tarifs indique un large éventail de répercussions. Les usagers ayant des demandes de 20W ou moins recevraient des augmentations se situant entre 1% et 4%. Les gros consommateurs ayant des facteurs de charge de 30% ou plus recevraient des augmentations allant de 6 à 8%. Cependant, certains gros consommateurs ayant des facteurs de charge peu élevés pourraient connaître des augmentations allant jusqu'à 13% ou plus.

Quoique la Commission apprécie le besoin de faire des redressements du même genre que ceux proposés par Énergie NB, elle considère qu'aucun usager ne devrait subir d'augmentation dépassant environ 8%. Par conséquent, la Commission n'approuve pas le tarif tel qu'il a été déposé, et ordonne à Énergie NB de modifier le tarif de façon à ce que l'augmentation subie par tout usager de cette catégorie ne dépasse pas environ 8%.

La Commission considère que les changements nécessaires peuvent être effectués sans que le rendement des tarifs en soit sérieusement affecté.

Par conséquent, la Commission ordonne à Énergie NB de déposer, d'ici au 30 juin 1993 inclus, un tarif révisé pour l'Usage général II. Quand elle l'aura approuvé, la Commission ordonnera à Énergie NB de faire des redressements aux factures des usagers concernés par le changement, et ce, rétroactivement jusqu'au 1^{er} octobre 1992.

Tarifs pour la petite industrie

Le tarif proposé incorpore une augmentation de 4% pour tous les tarifs et frais, et élimine les niveaux minimum de facturation de la demande, ce qui a pour résultat une augmentation effective de 2%.

La Commission approuve le tarif proposé.

Autres tarifs

Les tarifs proposés pour les gros industriels et pour l'éclairage des rues contiennent une augmentation de 5%, qui s'applique uniformément à tous les éléments tarifaires. Les tarifs des chauffe-eau ont subi une hausse de 8% pour correspondre à une ordonnance de la Commission, et aucun changement n'a été effectué sur les tarifs qui s'appliquent aux services contractuels afin d'harmoniser les coûts avec le rendement des tarifs.

La Commission a examiné les autres changements de tarifs
et les approuve tels que soumis.

Redressement des ratios revenus/coûts

Les études du coût des services déposées par Énergie NB à l'audience sur la RCPT montraient un déséquilibre entre le revenu et le coût des services pour plusieurs catégories de tarifs. Dans sa décision du 15 avril 1992, la Commission énonça qu'elle "*expect NB Power, at the time of its next general rate application, to propose changes which will narrow the existing range of revenue to cost ratios.*" La Commission, de plus, instruisit Énergie NB d'élaborer un plan à long terme permettant de placer les ratios revenus/coûts de toutes les catégories dans les limites d'un éventail souhaitable de 95% à 105%.

Les tarifs soumis maintenant à approbation offrent des hausses inférieures à la moyenne pour les deux catégories qui ont les ratios les plus élevés et supérieures à la moyenne pour la catégorie domestique et pour les chauffe-eau. Les augmentations et les ratios revenus/coûts pour toutes les catégories de tarifs apparaissent dans le tableau suivant.

<u>Catégorie de tarifs</u>	<u>Augmentation</u>	<u>Ratio revenus/coûts</u>	
	<u>moyenne</u>	<u>Étude de</u>	<u>Étude de</u>
	<u>des tarifs(%)</u>	<u>1992/93</u>	<u>1993/94</u>
Domestique	6	87.0	87.5
Usage général I	2	131.0	127.0
Usage général II	5	112.2	115.7
Petite industrie	2 (a)	117.1	117.0
Grosse industrie	5	103.5	102.5
Éclairage des rues et contrats	4.5 (b)	109.3	114.0
Chauffe-eau	8	97.3	104.5
Ventes en gros	5	113.2	113.4

(a) Augmentation résultant d'une hausse de tarif de 4% et de la suppression d'une clause des niveaux minimum de facturation de la demande.

(b) Augmentation résultant d'une hausse de tarif de 5% sur l'éclairage des rues et de 0% sur les contrats.

Dans leur plaidoirie, les GGC soumièrent qu'Énergie NB n'a pas de plan de redressement des ratios entre les catégories et devrait être obligée d'en élaborer un qui parviendrait *"to the 95, 105 within a reasonable time and not wait for 5 rate cases."* (Transcription page 1037). Les GGC soumièrent aussi qu'Énergie NB devrait mettre sur pied et inclure dans son plan des lignes directrices plus souples pour le choc tarifaire.

L'opinion des "grossistes" était que, à l'avenir, toutes les catégories devraient être redressées à chaque demande tarifaire de façon à rapprocher leurs ratios de l'éventail recherché.

L'Intervenant du public soumit que le redressement des tarifs proposé par Énergie NB est une *"appropriate initiative under the Board's direction on this matter"* (Transcription page 1074).

La première question à considérer est de savoir si les redressements de tarifs proposés par Énergie NB constituent ou non une action correspondant effectivement aux directives précédentes de la Commission.

Durant le contre-interrogatoire, M. Bhutani dit:

"The magnitude of increase does influence the adjustment you can make in one rate case---I think the current application with the distribution of rate increases reflects NB Power's perspective of what is a reasonable level of rate shock or what is an acceptable level---of differences in rate increases between customer classes." (Transcription pages 251-252).

La Commission accepte l'opinion de M. Bhutani que le montant de l'augmentation globale a un effet sur le degré du redressement différentiel. Pour la catégorie domestique, la hausse propose serait de 6%. De plus, beaucoup d'usagers domestiques subiraient les conséquences de l'augmentation proposée de 8% sur les tarifs des chauffe-eau. L'augmentation globale pour la catégorie résidentielle serait donc supérieure à 6%.

Le bien-fondé d'une augmentation différentielle des tarifs ne peut pas, selon la Commission, être jugé uniquement sur la base de pourcentages. Ce qui serait peut-être raisonnable en période d'essor économique et de croissance des revenus personnels pourrait bien être déraisonnable pendant une crise économique où le chômage est généralisé et les revenus stagnent ou baissent. De surcroît, les répercussions d'augmentations différentielles sur les catégories subventionnées doivent être équilibrées à la charge supplémentaire supportée par les catégories qui subventionnent les autres.

Après considération de tous ces aspects, la Commission trouve que les redressements différentiels de tarifs proposés par Énergie NB sont raisonnables, vu les circonstances, et constituent une action qui correspond bien aux exigences établies par la Commission pour rétrécir l'éventail des ratios revenus/coûts.

La Commission note qu'Énergie NB a entrepris la tâche de déposer un certain nombre de rapports sur la planification tarifaire dans un avenir très prochain. La Commission s'attend à ce que ces rapports fournissent de l'information sur les plans d'Énergie NB concernant les redressements de tarifs à venir.

Facteur de puissance de Pointe Lepreau

Les GGC suggérèrent qu'on devrait entreprendre immédiatement une étude complète du facteur de puissance annuel prévu de la centrale de Pointe Lepreau et que, en attendant que cette étude soit terminée, on devrait mettre au point ce facteur de puissance.

M. McKelvey déclara:

"And my submission is this, that until that thorough review has been completed, the capacity factor should be 89.2 percent instead of 85.

Now, I arrive at that by (LPU) 2 (a), the fuel channel removal percentage -- that is the downtime in 1998 to 2000, is 4.84 percent. I am reading from (LPU) 1.

The forced outages -- I really don't take any exception to this, is 1.83 percent. The planned maintenance average to date, from 1983 to 1992, has been 4.81. So all of these percentages added together come to 10.77. In other words, considering forced outage, planned maintenance, fuel channel replacement, there will be downtime to the extent of 10.77 percent for the life of the plant. And the 10.77, if you deduct it from 100 percent, you get 89.2." (Transcription pages 1025-26).

La Commission est dans l'impossibilité de déterminer la raison d'être des 10.77% de période d'arrêt, du fait que les trois chiffres cités arrivent à un total de 11.48%.

La Commission note que M. McKelvey a accepté les prévisions d'Énergie NB concernant l'enlèvement des canaux de combustible et les pannes forcées et n'a fait objection qu'à la prévision concernant l'entretien prévu.

Dans sa riposte, M. Drummie suggéra qu'il serait insensé d'établir un facteur de puissance pour une centrale déjà ancienne en se basant sur le fait qu'elle a assez bien fonctionné durant les dix premières années de son existence. Il dit que la vie de la

centrale avait été quelque peu prolongée, le facteur de puissance quelque peu révisé, et suggéra que l'on continuerait à faire des révisions, mais émit l'argument que l'adoption d'un facteur de puissance de 89% maintenant signifierait qu'on suppose qu'une centrale plus ancienne n'exigerait pas plus d'entretien qu'une nouvelle centrale.

La Commission note que, dans l'étude la plus récente faite par Énergie NB sur l'amortissement de Pointe Lepreau, la durée de certains éléments avait été prolongée dans l'idée que les remplacements ou les réparations visant à prolonger la vie de la centrale seraient effectués dans le cadre de l'entretien prévu. Ces réparations et ces remplacements, de l'avis de la Commission, auraient pour résultat inévitable des périodes d'entretien annuel plus longues.

L'estimation actuelle de 85% faite par Énergie NB est 4.2% inférieure au chiffre proposé par les GGC. Il est basé sur environ deux fois le montant d'entretien effectué dans les dernières années que dans les premières années d'existence de la centrale. Bien que ce calcul soit légèrement conservateur, il ne semble pas déraisonnable à la Commission.

La Commission s'attend à ce qu'Énergie NB effectue des examens périodiques et remette à jour ses estimations à l'avenir comme elle l'a fait par le passé.

Il y a trois facteurs à considérer dans le calcul du facteur de puissance. Énergie NB a une étude en cours à propos du temps requis pour remplacer les canaux de combustible. La Commission note que tout écart par rapport à l'estimation actuelle pourrait avoir de sérieuses répercussions sur le facteur de puissance de la vie de la centrale.

Compte de stabilisation des ventes à l'exportation

Le GGC manifesta le souci que les redressements apportés au compte de stabilisation des ventes à l'exportation n'étaient pas exacts. La Commission a examiné soigneusement les calculs effectués par Énergie NB pour ce compte. La Commission considère que les calculs sont appropriés et correspondent à la directive de la Commission dans sa décision sur les conventions comptables et financières.

Compte de normalisation de la production

Énergie NB tient ce compte depuis de nombreuses années. La raison d'être de ce compte avait été donnée par Énergie NB dans la preuve déposée pour l'audience générique sur les conventions comptables et financières. La raison d'être était:

"Hydro and nuclear units have common cost characteristics in that capital-related charges are very high and fuelling costs are very low. When the energy output from these generating sources falls, most costs continue and the utility must also replace the energy from thermal generating plants which have high fuel costs.

These cost characteristics of hydro and nuclear units mean that costs between periods can experience large fluctuations due to certain factors, which are largely beyond the control of the utility, relating to water flow conditions or nuclear unit performance. NB Power believes that customers in any given time period should receive the benefit of average performance from these high quality generating assets, as a matter of intergenerational equity. The utility further believes that stabilization of costs is essential to avoid the rate volatility which would be required to actually track generation costs period-by-period.

To treat customers in each time period equally, and stabilize rates, NB Power determines its revenue requirements each year on the assumption that average water flows and average nuclear unit performance will be realized. This is done even if there is reason to believe performance in either case will be above or below average levels.

In order to equalize the fluctuations in generating costs caused by actual variations from average water flow conditions or nuclear operating performance, NB Power charges or credits income with an amount calculated to adjust such costs to the average cost. The adjustment is based upon the energy variance from the average in each month multiplied by the actual average energy cost of thermal generation during that month. The offsetting debit or credit is included in the generation equalization account." (Preuve sur les conventions comptables pages 5-6 and 5-7).

Avant 1992-93, le redressement pour la tranche nucléaire était simple, comme le montre le Tableau 1. Ce redressement était basé uniquement sur le rendement de la centrale et n'avait nullement subi l'influence des ventes d'économie à l'exportation.

Le Tableau 2 montre clairement qu'Énergie NB a changé sa méthode de calcul des redressements apportés au compte. A présent, l'existence des ventes d'économie à l'exportation auraient, dans certains cas, un effet sur la quantité d'énergie à utiliser dans le calcul du redressement. M. Little fit le commentaire suivant:

"The new rules, as simply stated as I can make them, I guess, would be that if there is above average or below average production from the nuclear unit, for example, we look first to determine whether or not the above or below average could be used within the province.

If in fact we find in any given month that the surplus energy or the energy deficiency could have been used within the province, then there is an adjustment.

If we find that the energy could not all be used within the province, then the portion that could not be used is not adjusted." (Transcription page 845).

"And the evidence of whether it could be used within the province is derived by looking at the amount of nuclear that had to be exported." (Transcription page 847).

La raison d'être de la méthode proposée ici était due au fait qu'il y avait eu une diminution des ventes fermes de la centrale de Pointe Lepreau. Ceci voulait dire qu'on disposait d'un montant beaucoup plus important d'énergie nucléaire disponible à un usage provincial. Toutefois, il arrive parfois que toute cette énergie ne soit pas requise par les usagers provinciaux. Dans ces cas-là, l'excédent d'énergie est vendu sur le marché d'économie à l'exportation, et la quantité d'énergie utilisée pour calculer le redressement apporté au compte doit être changée de façon à refléter les ventes d'énergie nucléaire de catégorie économique.

Cependant, le calcul proposé par Énergie NB est basé sur des moyennes mensuelles et non sur des données heure par heure.

M. Little fit les commentaires suivants durant la discussion sur le Tableau 2:

- "A. *The philosophy that we use here, and I am going to describe it as best I can, is that if the exports -- or the amount of energy that can't be used within the province, that is, the portion that's exported in column four, is greater than the above average performance of the unit for the month, then we believe that on average the additional energy really didn't displace any in-province oil, and therefore it doesn't have that fuel displacement value and should not be charged to current customers and put into the account.*
- Q. *Well what you have just said, is that a determination that is made hour by hour by the fellow that sits in Marysville and--*
- A. *No.*
- Q. *No?*
- A. *No. The system operations in terms of what units are running and the exports that are made every hour, are made hour by hour by the fellow sitting in Marysville. The nuclear equalization adjustment is a monthly calculation.*
- Q. *And it is done on the average - -*
- A. *We don't know hour by hour, no.*
- Q. *No. And so therefore on a monthly basis 24 hours a day times 30, out of those hours you don't know if there was one hour or if there was 10 hours or if it was 100 hours at which time in fact that nuclear was replacing oil generated in-province energy, for which there should be an adjustment into the fund at the end of the month?*
- A. *I think the answer is hour by hour we don't know." (Transcription pages 834-5).*

La mise en application des nouvelles ordonnances peut avoir des conséquences importantes. Par exemple, si les ordonnances tels qu'approuvées par la Commission étaient appliquées pour 1992-93, les mois d'avril, juin, août, septembre et octobre nécessiteraient tous des transferts à ce fonds. Le total de ces mois-là pour la production nucléaire serait à peu près 1.8 million de dollars comparé à zéro comme le montre la Pièce 16, ce qui réduirait le revenu net prévu du même montant.

La discussion ci-dessus indique que les redressements proposés ne sont pas basés sur des données heure par heure et que les changements proposés peuvent avoir des conséquences importantes sur les résultats financiers. La Commission considère que la méthodologie proposée représente un changement fondamental de la philosophie fondamentale du compte de normalisation de la production et pas simplement un amélioration mineure. La Commission considère que le raisonnement d'origine qui fonde le redressement sur le rendement réel reste valable, et que la preuve présentée ne justifie pas de modifications à ce principe. Par conséquent, la Commission ordonne Énergie NB de continuer à calculer les redressements au Compte de normalisation de la production de la façon approuvée par la Commission dans sa Décision sur les conventions comptables et financières.

TABLEAU 1

REDRESSEMENT MENSUEL DE LA PRODUCTION NUCLEAIRE (1991-92) POUR LE FONDS DE NORMALISATION DE LA PRODUCTION

Mois	Portion prévue d'Énergie NB MWH	Portion réelle d'Énergie NB MWH	Surplus MWH	Coût Prod. therm. \$/MWH	Coût Prod. nucl. \$/MWH	Norma- lisation \$/MWH	Redressement \$	Redressement à ce jour
Avril 91	146275	184818	38543	23.43	2.74	20.69	797,560	797,560
Mai	266755	305830	39075	20.51	3.03	17.48	682,974	1,480,534
Juin	258150	295739	37589	17.48	3.01	14.47	544,058	2,024,592
Juillet	266755	305090	38335	17.74	3.25	14.49	555,500	2,580,092
Août	266755	304769	38014	20.78	3.24	17.54	666,810	3,246,903
Septembre	258150	295352	37202	21.08	3.23	17.85	664,231	3,911,134
Octobre	266755	305489	38734	20.99	3.03	17.96	695,758	4,606,892
Novembre	325376	373327	47951	21.52	3.01	18.51	887,759	5,494,652
Décembre	336222	381640	45418	21.75	3.03	18.72	850,037	6,344,689
Janvier 92	336222	383576	47354	21.10	2.80	18.30	866,670	7,211,358
Février	314530	359069	44538	18.86	2.77	16.09	716,706	7,928,064
Mars	336222	358977	22755	17.57	2.77	14.80	336,749	8,264,813

1992 09 30

TABLEAU 2

REDRESSEMENT MENSUEL DE LA PRODUCTION NUCLEAIRE (1992-93) POUR LE FONDS DE NORMALISATION DE LA PRODUCTION

Mois	A 85% de	Facteur	Surplus/		Surplus/déficit		Coût	Coût	Norma-	Redres-	Redressement		
	disponibilité	d'indis-	Déficit	réel/prévu	Énergie/Aff.	Réel/prévu							
	prévue	ponibilité	réel/prévu	réel/prévu	Énergie/Aff.	Réel/prévu	prod.	prod.	lisation	sement	à ce jour		
	d'Énergie NB	de	Int	Prov	Export	Int	Prov	Export	\$/MWH	\$/MWH	\$/MWH	\$	\$
	MWH	2%	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH					
*Avril 92	138000	76061	-61939	76051	0	14112	15.83	3.65	12.18	0	0		
*Mai	186000	50765	-135235	25180	-110055	0	18.89	3.65	15.24	-1677738	-1677738		
*Juin	348000	292087	-55913	78723	0	22810	19.34	3.65	15.69	0	-1677738		
*Juillet	359000	195756	-163244	160533	-2711	0	21.04	3.64	17.40	-47173	-1724911		
*Août	356000	279420	-76580	101814	0	25234	22.95	3.64	19.31	0	-1724911		
*Septembre	348000	347061	-939	21239	0	20300	23.01	3.64	19.37	0	-1724911		
*Octobre	359000	356471	-2529	22441	0	19912	23.29	3.60	19.69	0	-1724911		
*Novembre	348000	367541	-19541	462	19541	462	25.19	3.60	21.59	421879	-1303032		
*Décembre	359400	353671	-5729	85	-5644	0	28.13	3.60	24.53	-138457	-1441489		
**Janvier 93	359400	376919	17519	0	17519	0	25.01	3.60	21.41	375069	-1066420		
**Février	324800	340488	15688	0	15688	0	23.02	3.49	19.53	306414	-760006		
**Mars	359400	376919	17519	0	17519	0	22.90	3.46	19.44	340632	-419374		

* Réel: Avril à décembre

** Prévision: Janvier à mars

1993 02 09

Élimination de l'équipement et des déchets reliés aux BPC

Dans son Rapport annuel de 1991-92, à la page dix-sept, en ce qui a trait à l'élimination de l'équipement et des déchets présentant une teneur élevée en BPC, Énergie NB indiquait:

"Our goal is to be in a position to proceed with the elimination of the utility's total remaining inventory of high level PCB equipment and waste (now stored at secure NB Power sites) when Environment Canada establishes a mobile PCB incinerator in the Atlantic region within the next few years."

Dans la Pièce 1, Énergie NB indiquait un coût prévu de 2.0 millions de dollars en 1993-94 pour "l'élimination de l'équipement et des déchets reliés aux BPC".

Durant le contre-interrogatoire mené par l'avocat de la Commission, M. Little indiqua que le mazout et les déchets contaminés résultaient de l'exploitation des années ayant précédé 1992-93, mais que l'on n'avait encore reconnu aucune dépense.

- "Q. *But again, what I am getting at, if you are going to wait to do that, it is going to be future customers that are going to be paying the costs for -- costs attributable to former customers.*
- A. *I hadn't looked at it that way. But it would be future customers that would incur the cost of actually disposing of those PCB's. That's correct."*
(Transcription page 868)

La Commission est inquiète que les coûts connus qui auraient dû être pris en considération durant les années précédentes sont maintenant reportés de façon à être défrayés par les usagers à venir. Les principes comptables généralement reconnus exigent que les passifs soient reconnus quand un élément a une base de mesure appropriée et qu'on peut effectuer une estimation raisonnable du montant en question. Par conséquent, la

Commission ordonne à Énergie NB de faire une estimation du coût nécessaire à l'élimination des déchets de BPC entreposés au 31 mars 1993, et de placer sur dossier les dispositions à prendre.

Dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration

Les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration d'Énergie NB (EE&A) sont le domaine où la Société peut exercer le plus de contrôle des dépenses. Incluses dans cette catégorie sont les dépenses de main-d'oeuvre, de déplacement, de véhicules, de matériaux, de sous-traitance et autres. Le montant total dépensé en EE&A était de 267.2 millions de dollars en 1991-92 et le montant prévu au budget de 1992-93 était de 278 millions de dollars. Ce sont des sommes énormes et une petite modification dans le pourcentage du montant dépensé en EE&A peut avoir un effet considérable sur le revenu net.

Le montant de l'EE&A, ajouté au degré de contrôle qu'Énergie NB peut exercer, en font la catégorie de dépenses la plus apte à se prêter à des efforts de limitation des coûts. Et, effectivement, Énergie NB a identifié un programme de réduction des coûts de 15.2 millions de dollars sur les dépenses contrôlables d'EE&A pour 1992-93. La preuve présentée à l'audience, indiquait que, du montant-cible de 15.2 millions de dollars, Énergie NB s'attend à effectuer environ 13.1 millions de dollars de réduction des coûts sur le budget officiel. Ces 13.1 millions n'incluent pas l'épargne de 5.8 millions qui est le profit prévu venant du programme de retraite anticipée mis en oeuvre en 1991-92. Ne sont également pas inclus les quelque 1.5 millions de dollars d'épargne causées par les réductions de personnel de 1992-93. Ces trois

réductions de coûts se montent à 20.4 millions de dollars. Malgré ces réductions, la prévision de décembre pour l'EE&A pour 1992-93 sont de 264.0 millions de dollars.

Le montant réel d'EE&A pour 1991-92 était de 267.2 millions de dollars. Cependant, pour permettre une comparaison globale correcte avec 1992-93, on a besoin de faire deux redressements. Le premier consiste à supprimer 8.0 millions de dollars qui étaient un coût unique dû à un programme de retraite anticipée en 1991-92. Le second consiste à supprimer 5.8 millions de dollars, l'équivalent des salaires des personnes en retraite anticipée. Le montant redressé de l'EE&A de 1991-92 est de 253.4 millions de dollars. Par conséquent, la prévision 1992-93 représente une augmentation globale de plus de 10 millions de dollars dépensés en EE&A sur l'année précédente, sur une base comparable.

La Commission ne considère pas qu'une hausse de 10 millions de dollars, soit environ 4%, pour l'EE&A, d'une année à l'autre, représente un contrôle efficace des coûts.

Les efforts qui furent mis à identifier des raisons particulières de cette hausse d'EE&A furent compliqués du fait qu'Énergie NB avait subi une réorganisation corporative. Les composantes des dépenses de plusieurs divisions avaient été modifiés, ce qui rendait difficile une analyse des changements survenus dans l'EE&A pour ces divisions-là.

Une difficulté supplémentaire se présenta quand on tenta d'examiner le poste "sous-traitance", qui, à 50.9 millions de dollars, est, par ordre d'importance, en deuxième position dans la catégorie de l'EE&A. L'Interrogatoire NBP (PUB) 21 demandait une identification et une description des coûts contenus dans "sous-traitance". Une liste de détails avec montants fut produite. Toutefois, un poste appelé "Autres services - Frais généraux" atteignait un total de 22.7 millions sans inclure de description. Pendant l'audience, M. Reid fit, là-dessus, le commentaire suivant:

*"There is the AECB fees that have been in there - - -
There is equipment rental, I guess you call it, or service rental for things like supersuckers and loaders and whatever that are required in order to maintain our plants, and there is a number of miscellaneous items in there." (Transcription page 937).*

Il dit aussi que le poste "Autres services - Frais généraux" devrait probablement être ventilé et fut d'accord que, la prochaine fois, cette information serait produite. Ce sera fait de façon beaucoup plus détaillée.

La Commission est d'accord que cette ventilation est nécessaire. La disponibilité de détails pertinents concernant l'EE&A d'Énergie NB facilitera grandement l'examen de ce domaine très important.

Coûts de la retraite anticipée

Le Rapport annuel de 1991-92, à la page douze, énonçait les résultats d'un programme de retraite anticipée offert cette année-là. Cent emplois furent éliminés à la suite de ce programme, ce qui permit une épargne annuelle estimée à 6.0 millions de dollars en salaires. Le coût du programme était de 8.0 millions. Cette somme fut prise en considération et placée aux dépenses dans les états financiers de l'exercice se terminant le 31 mars 1992.

La Société continue à examiner le grosseur de son personnel et, dans la Pièce 1, M. Little déclara:

"The Corporation has now decided to implement an early retirement program to assist in obtaining the targeted position reductions. The projections contained in this application do not make provision for the costs of this program.

The Corporation is planning to defer the costs of this early retirement program and to amortize them over a three to five year period. Such deferral would match the costs of the program to the subsequent wage savings to be realized from the reduction of positions. Although generally accepted accounting principles require immediate recognition of such costs, the Corporation expects that the Board will find this approach and the resultant amortization of costs in future periods to be appropriate in a regulatory environment."

En réponse à l'Interrogatoire NBP (PUB) 6, la Société indiquait que le coût du programme de retraite anticipée pour l'exercice se terminant le 31 mars 1993 était estimé à environ 4.0 millions de dollars.

Comme l'a souligné plus haut Énergie NB, les principes comptables généralement reconnus exigent une reconnaissance immédiate de ces coûts. La Société avait suivi ces principes en 1991-92. La Commission est d'avis que les coûts de ce genre en 1992-93 devraient être traités par Énergie NB de façon constante.

Par conséquent, la Commission confirme sa décision orale du 22 février 1993 et ordonne à Énergie NB d'inscrire les coûts estimés de la retraite anticipée pour l'exercice se terminant le 31 mars 1993 comme une dépense de cette année-là.

Résultats globaux pour 1992-93

La revenu net prévu d'Énergie NB pour 1992-93 était de 11.4 millions de dollars. L'effet des directives de la Commission concernant l'année 1992-93 est de réduire le revenu net prévu.

Le revenu net redressé pour 1992-93 ne dépassera pas la somme exigée pour satisfaire au "test" de la Commission sur le rendement sur les capitaux propres, au "test" sur la couverture des intérêts ou le "test" du ratio d'endettement. Plusieurs intervenants argumentent éventuellement que le ratio sur la couverture des intérêts de 1992-93 devrait être de 1.0, c'est-à-dire représenter zéro de revenu net. La Commission note qu'un ratio de couverture des intérêts de 1.0 n'avait pas eu pour intention d'être une cible mais plutôt un palier minimum qui ne serait considéré que dans certaines circonstances.

Pour 1992-93, Énergie NB aurait pu prévoir un revenu net considérablement plus important. La Commission note qu'Énergie NB a mis en vigueur l'augmentation du 1^{er} octobre 1992 de son propre chef, et qu'elle avait toute autorité d'établir le montant et la date d'une telle augmentation. Énergie NB a choisi de ne pas mettre en vigueur et de ne pas demander d'autres augmentations. La date choisie pour l'augmentation a signifié que l'audience publique n'a pas pu avoir lieu avant février 1993 et que l'exercice 1992-93 s'est terminé avant que la présente décision ne puisse être rédigée. Par conséquent, la Commission considère que les

augmentations entrées en vigueur le 1^{er} octobre 1992 ne produiront pas de gains excédentaires pour Énergie NB durant l'année 1992-93.

1993-94

Perspective pour 1993-94

L'exercice financier d'Énergie NB pour 1993-94 commença le 1^{er} avril. De nombreux renseignements furent fournis à l'audience sur l'année 1993-94, y compris une analyse préliminaire des effets possibles de certaines méthodes comptables non traditionnelles. Toutefois, Énergie NB n'était pas prête à discuter de l'année 1993-94 avec suffisamment de précision pour permettre un calcul des exigences de revenu appropriées. En réponse à l'Interrogatoire NBP (PUB) 9, Énergie NB fit la déclaration suivante:

"As noted in the application a further rate increase seems probable for the 1993-94 fiscal year. However, budgets for that year will have to be finalized before the rate increase level is decided. Approval of budgets for 1993-94 is currently expected to occur in February or March."

En réponse à l'Interrogatoire NBP (PUB) 10, la Société fit le commentaire suivant:

"No alternative accounting approaches for Belledune have been decided for 1993-94. There are three types of alternative approaches under consideration at this time,...Detailed discussion of any alternative accounting approaches which may be proposed for 1993-94 and beyond would be planned for subsequent rate hearings...."

Énergie NB déclara aussi, en réponse à l'Interrogatoire NBP PUB (54):

"Official Budgets for 1992-93 are enclosed. Approval of budgets for 1993-94 is currently expected to occur in February or March. If the budgets form the basis of an application to increase rates during 1993-94, they would be filed with the Board at the time of such an application."

D'après ces commentaires, on voit bien que l'intention d'Énergie NB était qu'une discussion complète de l'année 1993-94 ait lieu lors d'une audience séparée et à une date ultérieure.

La Commission pense que le public aurait été mieux servi si l'année 1993-94 avait été examinée à fond à la présente audience. Cet examen aurait identifié les exigences de revenu pour 1993-94 et permis d'établir des tarifs appropriés. Un examen des années 1992-93 et 1993-94 au cours d'une seule et même audience aurait réduit le coût total pour le public. De plus, la détermination des tarifs pour 1993-94 lors de la présente décision aurait rendu service aux abonnés d'Énergie NB pour la planification de leurs opérations de 1993-94. On aurait bénéficié de ces deux avantages, tout en gardant une souplesse permettant de faire, au besoin, des redressements tarifaires supplémentaires en 1993-94.

La Commission doit souligner que, lorsqu'on est dans un régime de réglementation, le fait d'avoir déclaré un "budget officiel" n'est pas d'une importance critique. La Commission pense qu'il est possible de fournir des prévisions suffisamment détaillées sur la "période tarifaire future" avec ou sans l'approbation d'un "budget officiel". Quand il examine les prévisions des coûts et des revenus pour la "période tarifaire future", le régulateur les reconnaît pour ce qu'elles sont - des prévisions. Plus l'entreprise se rapproche de la période tarifaire future et plus les projections seront précises. C'est l'opinion de la Commission que l'article 42 (1) de la Loi exige qu'un examen se base sur des prévisions et des plans précis. De plus, il est

raisonnable de s'attendre à ce qu'Énergie NB soit capable de fournir les détails requis sur les coûts et les revenus ainsi que les méthodes comptables choisies pour traiter des nouvelles tranches de production importantes, à une audience publique ayant lieu moins de deux mois avant le début de l'exercice 1993-94.

La Commission s'inquiète que le manque d'information pertinente pour 1993-94 signifie que, ou bien il n'existait pas de plans, ou bien il y en avait et qu'Énergie NB ne voulait pas en discuter publiquement.

L'opinion de la Commission est que la Loi exige que les renseignements détaillés soient examinés à l'avance et ceux-ci auraient dû être fournis pour cette audience. L'article 42 (1) de la Loi déclare:

"The Board shall, when considering an application by The New Brunswick Electric Power Commission in respect of the charges, rates and tolls to be charged or being charged by the New Brunswick Electric Power Commission, base its order or decision respecting the charges, rates and tolls to be charged or being charged by the New Brunswick Electric Power Commission on all of the projected revenues and all of the projected costs of a future rate period and in so doing shall provide for the full recovery of all of The New Brunswick Electric Power Commission's costs, as set under Section 20 of the Electric Power Act." (nous avons souligné les mots importants)

L'expression-clé de ce passage est "période tarifaire future". La Commission pense que, quand l'Assemblée législative a employé ce terme, il voulait dire précisément une période tarifaire et non pas un "exercice", pour une bonne raison. Si une demande était faite alors qu'un exercice était déjà bien avancé, comme dans le cas présent, alors la "période tarifaire future"

devrait inclure, au minimum, une période de temps suffisamment longue pour réduire le nombre d'audiences publiques avec les coûts qu'elles représentent.

La Commission est d'avis que, quand Énergie NB fut soumise la réglementation tarifaire, l'Assemblée législative voulait un régime de réglementation qui soit prévoyant et ouvert. Cela permettrait normalement de discuter de l'arrivée de circonstances importantes et de leurs conséquences possibles sur les tarifs, bien avant qu'elles ne se produisent. Ainsi, la Commission aussi bien que le public auraient la chance d'examiner correctement les coûts et les revenus prévus pour une "période tarifaire future", de considérer toutes les options et de choisir les plus appropriées.

Malgré les dispositions de l'article 42 (1) et les avantages évidents pour le public et pour la Société, Énergie NB a choisi de ne pas inclure l'exercice 1993-94 dans l'examen de la période tarifaire future pour la présente audience. Elle n'a pas non plus demandé de changements de tarifs qui permettraient de recouvrer les coûts de sa période tarifaire future, y compris l'exercice 1993-94.

La preuve d'Énergie NB était que, selon les méthodes comptables traditionnelles, les conséquences de la mise en service de Belledune seraient une exigence de revenu supplémentaire en 1993-94 s'élevant à 91.4 millions de dollars. Il faudrait une augmentation de revenu de plus de 12% pour produire 91.4 millions de plus. Les coûts associés à l'exploitation de la centrale de

Belledune doivent être inscrits aux livres et rapportés, à compter du mois de juillet 1993. Il serait maintenant extrêmement difficile, sinon impossible, d'avoir une audience publique pour discuter des autres méthodes comptables possibles permettant de traiter de ces coûts supplémentaires avant le mois de juillet. Par conséquent, des décisions seront prises par Énergie NB, en privé et sur une base d'essai, concernant les méthodes comptables à employer. Une étude minutieuse par le public du bien-fondé des méthodes choisies par Énergie NB devra être entreprise après qu'elles furent introduites.

Dans l'Interrogatoire NBP (PUB) 10, Énergie NB avait indiqué qu'elle considérait certains choix de méthodes comptables pour 1993-94. Par conséquent, la décision de la Commission à la Journée des motions avait prévenu les parties qu'elle examinerait la preuve concernant les méthodes non traditionnelles et qu'elle donnerait des conseils à Énergie NB sur ce qu'elle juge opportun en matière de détermination des tarifs.

Certains choix furent examinés à l'audience. La Commission considéra qu'il serait utile à Énergie NB de recevoir ses commentaires sur ces choix le plus rapidement possible. La Commission offrit ses commentaires à la clôture des audiences et indiqua qu'elle traiterait de ces questions dans sa décision écrite. L'une d'elles, la question des coûts de la retraite anticipée, a été discutée plus haut dans la présente décision, et les autres, qui se rapportent aux diverses méthodes comptables, sont discutées plus bas.

La Commission a examiné avec soin la preuve inscrite aux dossiers concernant l'exercice 1993-94 et elle note que la Pièce 6 estime une perte de plus de 52 millions de dollars pour l'année 1993-94. La Commission considère que la continuation des augmentations du 1^{er} octobre 1992 n'aura pas pour résultat, d'après toutes les prévisions présentées à l'audience, des bénéfiques excédentaires à Énergie NB en 1993-94. Par conséquent, la Commission approuve les augmentations mises en vigueur par Énergie NB le 1^{er} octobre 1992 (avec une exception, discutée plus haut) et cette décision est définitive.

Report des coûts communs pour Belledune

Le site de Belledune est assez vaste pour loger quatre tranches distinctes. Une est en construction. Étant donné la possibilité que des tranches supplémentaires soient construites à l'avenir, certains éléments sont prévus de façon à desservir deux tranches, tandis que d'autres pourront en desservir quatre. Les coûts de ces éléments qui peuvent desservir plus d'une seule tranche sont appelés coûts communs. Le montant précis des coûts communs n'est pas clair d'après le procès-verbal mais il sera important, probablement supérieur à 100 millions de dollars.

Dans sa Décision générique sur les politiques d'amortissement d'Énergie NB, la Commission déclara que les coûts communs associés à la centrale de Belledune devraient être partagés équitablement entre les tranches distinctes.

S'il existe une possibilité raisonnable qu'une ou plusieurs autres tranches soient construites à Belledune, la Commission considère qu'il serait approprié de reporter le recouvrement de la portion pertinente des coûts communs jusqu'au moment où la ou les tranches supplémentaires seront construites. Toutefois, si à un moment donné, Énergie NB décide qu'on ne construira pas de tranches supplémentaires à Belledune, alors les coûts communs reportés seraient recouverts sur la vie restante de la seule tranche.

Amortissement à charge ascendante des frais pour Belledune

La méthode d'amortissement à charge ascendante est une méthode selon laquelle la dépense annuelle d'amortissement augmente chaque année. Dans les premières années de la vie d'un actif, la dépense annuelle d'amortissement est inférieure à ce qu'elle serait si l'on utilisait l'amortissement linéaire. Par conséquent, la méthode d'amortissement à charge ascendante réduit le revenu exigé des usagers durant les premières années d'un actif. Dans le cas où l'on ajoute un actif important, l'utilisation de la méthode d'amortissement à charge ascendante peut aider à minimiser toute majoration des tarifs nécessaire associée à sa mise en service. La centrale de Belledune sera un ajout important aux actifs d'Énergie NB. Le coût de 965 millions de dollars représente environ 35 pour cent des immobilisations nettes projetées d'Énergie NB, en service au 31 mars 1993. De plus, Énergie NB prévoit une puissance excédentaire pendant plusieurs années, ce qui fera pression sur les tarifs imputés aux usagers.

La méthode d'amortissement à charge ascendante est une méthode comptable acceptée et on s'en sert pour la centrale de Pointe Lepreau. La Commission considère qu'il serait approprié de donner sérieuse considération à l'usage de la méthode d'amortissement à charge ascendante pour la centrale de Belledune. Ceci permettrait à la dépense annuelle d'amortissement d'augmenter au même rythme que la demande d'électricité, tout en réduisant la pression exercée sur les tarifs imputés aux usagers au cours des premières années d'existence de la centrale de Belledune.

Report des coûts - Régularisation des tarifs

Énergie NB a déclaré qu'elle est en train de considérer un projet permettant de reporter certains coûts pendant quelques années et de recouvrir ces coûts dans les années à venir. La raison principale en était que, en l'absence d'une telle méthode, l'ajout de la centrale exigera une augmentation importantes des tarifs.

La Commission considère que la méthode traditionnelle et préférée consiste à faire payer aux usagers tous les coûts d'une année donnée pour la production d'électricité. C'est ce qu'on appelle le concept de facturation à l'utilisateur. Un autre objectif désirable de réglementation consiste à conserver une stabilité des tarifs, c'est-à-dire à éviter les hausses subites de tarifs. Ces deux objectifs peuvent être en contradiction.

Une autre considération est celle de l'obligation de se conformer à la Loi dans toutes les affaires soumises à la Commission. L'article 42 de la Loi exige que les tarifs d'Énergie NB recouvrent la totalité de ses coûts pour une période tarifaire future.

Si, après que tous les efforts raisonnables aient été faits pour obtenir des revenus maximums et minimiser les coûts, une hausse subite des tarifs était encore nécessaire, la Commission serait prête à considérer une proposition de nivellement des tarifs pourvu que les conditions suivantes soient remplies.

La proposition doit fournir:

- (1) Le raisonnement justifiant l'adoption d'une méthode comptable non-traditionnelle;
- (2) L'identification particulière des coûts à reporter;
- (3) Le montant de ces coûts;
- (4) La période de temps du report des coûts;
- (5) Un plan détaillé de recouvrement montrant les montants, par an et la période durant laquelle ils seraient recouverts; et
- (6) Les effets, positifs ou négatifs, sur les exigences de revenu y compris les pourcentages pour chaque année du plan.

AUTRES

Intervenants informels

La Commission avait réservé l'après-midi du 12 février pour permettre aux intervenants informels de faire leur présentation à la Commission. Les personnes du grand public suivantes s'adressèrent à la Commission.

<u>Présentateur(-trice)</u>	<u>Représentant</u>
Julie Dingwell	Les personnes opposées à Lepreau 2
Brian McNamara	L'Association des constructeurs de maisons du Nouveau-Brunswick
Donald Bradford	Connors Bros., Limited
Lloyd Purdy	Le Comité du Nouveau-Brunswick pour des tarifs d'électricité équitables pour l'aquaculture
John Wetmore	
J. Bennett Macaulay	

Julie Dingwell présenta un certain nombre d'exemples montrant qu'elle-même et l'organisme qu'elle représente pensent qu'Énergie NB dépensait de l'argent inutilement, et elle demanda à la Commission de ne pas accorder l'augmentation en raison de ces dépenses inappropriées. Les questions soulevées par Ms. Dingwell firent l'objet d'un grand nombre de questions posées aux témoins d'Énergie NB au cours des derniers jours de l'audience.

M. McNamara donna à la Commission une longue explication du Programme de construction domiciliaires R2000, au nom de l'Association des constructeurs de maisons du Nouveau-Brunswick. Il parla en faveur d'un appui continu de ce programme par Énergie NB. La Commission note que ce programme fait partie du programme de GC d'Énergie NB actuellement en cours d'étude, et elle s'attend à ce qu'un rapport lui en soit soumis au moment de la prochaine demande générale de tarifs.

M. Bradford présenta à la Commission la position de son entreprise qui pense qu'Énergie NB devrait, comme c'est le cas dans le secteur privé, freiner la hausse des tarifs durant cette période de crise économique.

M. Jack Wetmore fit une présentation à la Commission concernant les économies qu'il pense qu'on pourrait réaliser sur l'exploitation d'Énergie NB. La Commission apprécie l'effort fait par M. Wetmore et le bon sens évident de certaines de ses suggestions, mais il ne fait pas partie de l'autorité qu'elle a reçu de par la Loi de commenter.

M. Lloyd Purdy déclara que la classification de diverses activités d'aquaculture aux fins d'établir des tarifs n'a pas été effectuée de façon que les règlements soient appliqués avec clarté, concision et équité. A la fin des audiences, et avec l'aide de l'Intervenant du public, une rencontre fut organisée entre M. Purdy et M. Gilliss d'Énergie NB.

La Commission ordonne à M. Gilliss de faire un rapport des résultats de cette rencontre, et elle demandera à M. Purdy confirmation de ces résultats. De plus, la Commission ordonne à la Société de faire, au moment de la prochaine demande générale de tarifs, un rapport complet sur la classification tarifaire de l'industrie de l'aquaculture et de produire un témoin qui fasse une déposition sur le sujet.

La présentation de M. Macaulay à la Commission traitait du détournement des eaux du bassin fluvial de la rivière Saint Jean dans l'Etat du Maine. C'est peut-être en infraction des traités internationaux et prive peut-être Énergie NB de certains bénéfices tirés de la production hydro-électrique. Énergie NB a entrepris d'enquêter sur cette affaire. La Commission lui ordonne de faire un rapport sur le progrès de cette enquête au moment de la prochaine demande générale de tarifs.

La Commission examina aussi les commentaires écrits de l'Association récréative de Western Valley Inc. et de la Ville de Grand-Sault. Ils exprimèrent toutes deux leur inquiétude qu'on ait introduit des frais de demande pour la catégorie Usage général II. Elles recommandèrent que les usagers actuels de la catégorie Usage général II bénéficient de "droits acquis" de façon que les frais de demande ne s'appliquent pas à elles.

La Commission ne considère pas cette méthode équitable ni dans le meilleur intérêt des abonnés d'Énergie NB. La Commission continuera de donner toute sa considération aux répercussions des augmentations de tarifs sur les usagers desservis sous la classification des tarifs d'Usage général II.

La Commission remercie les personnes qui se sont donné la peine de parler de leurs préoccupations à la Commission.

Renseignements minimums à déposer

La Commission considère que l'apport par Énergie NB d'information pertinente avant le commencement de l'audience facilite grandement le processus de réglementation. Cela permet à la Commission et aux autres parties intéressées de réduire le nombre de questions que l'on doit poser à l'audience et, de ce fait, cela minimise la durée requise et le coût de l'audience publique. Le public en bénéficie de deux façons - le coût du processus est réduit et l'examen des activités d'Énergie NB peut se limiter aux questions importantes.

Parce qu'elle reconnaissait l'importance de tels avantages, la Commission, avant la première demande d'Énergie NB, avait fait des efforts considérables pour mener des recherches sur le genre d'information que devrait fournir l'entreprise bien avant une audience publique. Le résultat de ce travail avait été communiqué à Énergie NB et aux autres parties intéressées avant la conférence précédant l'audience préliminaire, lors de la première demande de tarifs.

A cette conférence, il y avait eu de longues discussions sur la nature de l'information qu'Énergie NB pourrait et devrait soumettre. En conséquence, la Commission avait élaboré une liste d'éléments d'information (détails) qu'Énergie NB serait obligée de déposer avant le début d'une audience publique. La liste était connue sous le nom de "renseignements minimums à déposer" (RM). La Commission souligna que c'était là seulement un point de départ, et que les RM évolueraient selon les besoins.

Les discussions qui se déroulèrent aux audiences publiques sur la demande de tarifs d'Énergie NB de l'été 1991 suggérèrent plusieurs améliorations possibles à apporter aux RM. La Commission s'efforça de rencontrer Énergie NB pour discuter d'une liste d'améliorations suggérées, mais elle n'y réussit pas. Énergie NB répondit par écrit aux suggestions de changements. Ces commentaires se reflétaient dans les RM déposés pour l'audience présente.

Les discussions qui eurent lieu à cette audience-ci démontrent clairement que des améliorations supplémentaires sont nécessaires et possibles. M. Little a offert de rencontrer la Commission afin de discuter de ces améliorations. Les discussions sont en cours à l'heure actuelle.

Commentaires sur le processus

La Commission a toujours essayé de s'assurer que le processus de réglementation soit aussi économique et efficace que possible. Dans sa décision sur les Conventions comptables et financières d'Énergie NB, elle recommanda un certain nombre de changements à la Loi. Ces changements faciliteraient le processus de rassemblement de l'information de se dérouler de façon plus efficace et à moindre coût. La Commission continue de croire que ces changements seraient avantageux pour le processus et entraîneraient des économies supplémentaires.

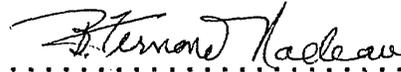
La Commission est consciente du fait qu'il y a eu des inquiétudes au sujet des coûts du processus de réglementation. Énergie NB et la Commission ont toutes deux reconnu que la phase de démarrage de la réglementation des tarifs exigerait des efforts et des dépenses considérables. Afin de permettre l'échange nécessaire d'information, ces deux parties furent d'accord dès le début de 1990 qu'une série d'audiences destinées à examiner les principes de base (les questions génériques) serait utile et à long terme économiserait de l'argent au public. Les audiences génériques sont maintenant terminées et la Commission considère que beaucoup des principes discutés n'auront pas besoin d'être examinés à nouveau pendant de nombreuses années. Les coûts de ces audiences, qui sont responsables de la moitié des coûts totaux de la réglementation jusqu'à présent, sont par conséquent en fait des coûts de démarrage, ne se reproduiront pas.

L'échange d'information rendu possible par les audiences publiques a été d'un avantage évident. La première audience tarifaire qui eut lieu au début du processus d'audiences génériques dura 16 jours, tandis que la seconde et la plus récente n'exige que 9 jours. Énergie NB a fourni des détails sur ses dépenses quotidiennes directes qui, ajoutées aux coûts comparables de la Commission, se montent environ à 310,000\$ pour les 16 jours de la première audience tarifaire. Le coût comparable de l'audience la plus récente est d'environ 166,000\$ pour neuf jours. La Commission considère que des audiences tarifaires futures nécessiteront encore moins de journées et donc moins de dépenses directes.

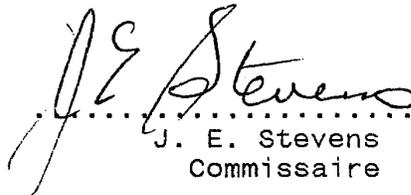
Daté en la "City of Saint John", N.-B ce 23^{ième} jour de
avril , 1993.



.....
David C. Nicholson
Président



.....
B. Fernand Nadeau
Vice-Président



.....
J. E. Stevens
Commissaire



.....
Claudette Stymiest
Commissaire



.....
Paul E. LeBlanc
Commissaire



.....
Ivan McLean
Commissaire



.....
Frank Kane
Commissaire