



**LA 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.**

**DECISION**

**le 6 décembre, 1991**

**LA 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
	Me Thomas McBrearty	- Commissaire
Énergie NB:	Me Thomas B. Drummie, C.R., Me Karen M. Colpitts et Me L. Paul Zed, avocats	
Le Groupe des Gros Consommateurs:	Me E. Neil McKelvey, C.R., et Me James F. LeMesurier, avocats	
La Commission d'énergie de la "City of Saint John":	Me David G. Barry, 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	
Intervenant se représentant personnellement:	Kenneth Sollows	

TABLE des MATIERES

	<u>Pages, No</u>
SOMMAIRE des CONCLUSIONS	i
INTRODUCTION	1
Historique	1
Préparation à l'audience	16
Révisions apportées à la preuve	17
EXERCICE 1990/91	19
Coût du mazout	19
Dépenses variables	21
Redressement pour la normalisation de la production	22
Résultats globaux	24
EXERCICE 1991/92	25
Revenu intra-provincial	25
Revenus de l'exportation	26
Achats	27
Combustible	28
Charbon	28
Développement du charbon du Comté de Kent	35
Mazout	37
Nucléaire	37
Dépenses variables	38
Entretien et le fonds pour l'imprévu	38
Gestion de la demande	41
Enlèvement des canaux de combustible	41
Dépenses d'intérêt	42

## TABLES des MATIERES

	<u>Pages, no</u>
Droit de garantie	42
Redressement pour la normalisation de la production	43
Redressement pour la stabilisation des ventes d'exportation	45
Revenu net	47
Résultats globaux	50

### ANNEXES

1. Exigences de revenu
2. Ventes d'interconnexions et d'exportations 1990/91
3. Ventes d'interconnexions et d'exportations 1991/92
4. Compte de stabilisation des ventes d'exportation
5. Calcul de revenu net

\*\*\*

### AVIS AU LECTEUR:

LES CITATIONS TIRÉES DE TEXTES OU DÉCISIONS D'UNE COUR de JUSTICE NE SONT PAS TRADUITES. C'EST LA PRATIQUE CANADIENNE DANS LA RÉDACTION DES ÉCRITS JUDICIAIRES.

## SOMMAIRE des CONCLUSIONS

### GÉNÉRAL

La Commission pense qu'elle a le devoir d'établir des tarifs qui soient justes et raisonnables. (Page 12)

La Commission pense que si, à son avis, certains de ces prévisions des coûts ne sont pas raisonnables alors on ne devrait pas permettre qu'ils soient recouverts dans les tarifs d'Énergie NB. (Page 12)

Durant son examen du bien-fondé des prévisions des coûts et des revenus d'une période tarifaire future, la Commission pense qu'elle doit tenir compte de l'augmentation d'importance donnée aux saines pratiques commerciales dans les modifications apportées à la Loi sur l'énergie en 1991. (Pages 14-15)

### EXERCICE 1990/91

La Commission accepte le coût du mazout pour 1990/91 tel que présenté par Énergie NB. (Page 21)

La Commission ordonne à Énergie NB, dans ses demandes de tarifs futures, de fournir plus de détails et de séparer "les

dépenses variables" en chefs de dépenses contrôlables et ceux qui ne le sont pas. (Page 22)

La Commission ne considère pas qu'il serait approprié de modifier le montant du redressement pour la normalisation de la production pour la seule raison qu'il est trop important par rapport aux années précédentes. (Page 22)

La Commission ordonne à Énergie NB de déposer, d'ici le 31 mars 1992, un rapport sur son exploitation, décrivant les redressements effectués sur l'usage du charbon et du mazout à cause des différences entre les budgets de production hydraulique et nucléaire. Ce rapport devrait aussi fournir une discussion qui détermine s'il faut apporter des changements à la méthode de calcul des redressements mensuels. (Page 23)

La Commission ne fait aucun redressement aux résultats pour 1990/91. (Page 24)

Les augmentations de tarifs qui sont entrées en vigueur le 16 janvier 1991 étaient nécessaires et appropriées et la Commission les approuve pour l'année 1990/91 sur une base finale. (Page 24)

**EXERCICE 1991/92**

La Commission accepte les prévisions de revenu intra-provincial, faites par Énergie NB pour 1991/92. (Page 25)

La Commission redressera "les estimations de juillet" d'Énergie NB du montant destiné aux achats en le réduisant de 1.4 millions de dollars. (Page 28)

La Commission s'inquiète que l'usage prolongé de charbon du N.-B. ne soit peut-être pas l'alternative la moins coûteuse. Par conséquent, pour les audiences futures sur les tarifs, la Commission exigera qu'Énergie NB dépose une analyse appropriée des coûts d'utilisation du charbon du N.-B. ainsi que toutes les alternatives raisonnables. De plus, la Commission s'attendra à ce qu'Énergie N.-B. choisisse l'alternative la moins coûteuse. (Page 35)

Aucune preuve ne fut présentée disputant la prévision du prix du mazout et la Commission l'accepte. (Page 37)

La Commission demande à Énergie NB d'identifier plus soigneusement les diverses composantes du coût du combustible nucléaire aux audiences de tarifs futures. (Page 38)

La Commission est d'avis qu'Énergie NB devrait préparer un budget d'entretien annuel, comprenant tous les aspects connus et prévisibles de l'entretien. De plus, on devrait monter un dossier de preuves reliées à l'entretien anormal et prévoir un montant à cette fin. La Commission ordonne que cette information soit fournie au moment de la prochaine demande générale de tarifs. (Pages 38-39)

Énergie NB n'a pas fourni une corroboration suffisante des preuves pour justifier l'inclusion du "Compte/Fonds pour l'imprévu" en tant que dépense appropriée. La Commission rejette le montant de 5.0 millions de dollars, aux fins de la réglementation. (Page 40)

Afin de mieux évaluer s'il est approprié de reporter les dépenses de gestion de la demande, la Commission ordonne à Énergie NB de s'occuper de cette question au moment de sa prochaine demande générale de tarifs. (Page 41)

La Commission considère que l'augmentation rétro-active de 16.0 millions de dollars dans le compte d'enlèvement des canaux de combustible, décrit dans la décision sur les conventions comptables et financières d'Énergie NB, est encore appropriée pour les raisons qui y sont données. Le résultat en est une réduction de 3.2 millions de dollars dans la dépense d'amortissement

d'Énergie NB pour 1991/92. (Pages 41-42)

La Commission demande que, pour les démarches futures de tarifs, Énergie NB sépare clairement chaque composante de sa dépense d'intérêt et explique le bien-fondé de l'estimation de coûts explicites. Énergie NB devrait, pour toutes les nouvelles questions, indiquer la proportion de dépense d'intérêt qui doit être capitalisée. (Page 42)

La Commission considère que le coût du droit de garantie appartient à Énergie NB. (Pages 42-43)

Le profit total pour la Province est la somme du droit de garantie et du revenu net. (Page 43)

La prévision pour le redressement total du compte de normalisation de la production pour 1991/92 devrait être inférieure aux "estimations de juillet" de 316.000 \$, et la Commission a fait ce redressement. (Pages 44-45)

La Commission a calculé que si l'on se sert de la période de dépréciation de deux ans pour le compte de stabilisation des ventes d'exportation, cela exige un redressement de 2.1 millions de dollars. (Pages 45-46)

Il est difficile, sinon impossible, de déterminer avec précision le niveau correct du revenu net en se référant uniquement aux deux ratios, de couverture de l'intérêt et de l'endettement. (Page 48)

La Commission préfère se servir d'une méthode qui fournirait plus de précisions pour établir le revenu net, tout en permettant des taux de couverture de l'intérêt et de l'endettement qui soient raisonnables pour une société d'État. (Page 49)

La Commission doit décider du niveau correct de revenu net dans ce cas-là, pour déterminer les exigences globales de revenu. Elle considère que l'usage de sa méthode préférée est la façon la plus appropriée de déterminer le revenu net pour 1991/92. Ceci a pour résultat un revenu net, aux fins de réglementations, de 24.2 millions de dollars. (Page 50)

L'exigence de revenu intra-provincial telle que calculée par la Commission est de 702.4 millions de dollars, ce qui signifie 16.6 millions de dollars de moins que celle contenue dans "les estimations de juillet" d'Énergie NB. (Pages 50-51)

La Commission ordonne donc à Énergie NB de réduire ses tarifs pour tous ses services intra-provinciaux de 2.3% à compter du 20 janvier 1992. (Page 51)

En outre, la Commission ordonne à Énergie NB de rembourser le surplus de prélèvements en retournant à ses clients de la Province un montant d'argent égal à 2.3% des frais de chaque client, pour les services reçus du 1<sup>er</sup> avril 1991 au 19 janvier 1992. Cette remise doit s'effectuer par le biais d'un crédit porté sur la prochaine facture du client, dans la mesure du possible. Là où ce n'est pas possible, Énergie NB devra trouver une autre manière qui devra être approuvé par la Commission. (Page 51)

## INTRODUCTION

### 1) Historique

La Commission d'Énergie électrique du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) fit une demande, le 9 novembre 1990, à la Commission des entreprises de service public (la Commission) pour l'approbation d'une augmentation générale de ses tarifs pour les services offerts à l'intérieur du Nouveau-Brunswick. Cette demande fut faite conformément à l'article 38 de la Loi sur les entreprises de service public (la Loi).

La demande exigeait les augmentations moyennes suivantes:

- 6.9% en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 1991
- 2.6% en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 1991
- 2.6% en vigueur le 1<sup>er</sup> octobre 1991

Énergie NB demandait aussi, conformément à l'article 41 de la Loi, l'approbation sur une base intérimaire des changements requis dans sa demande générale. Un "affidavit" fut déposé pour appuyer cette requête. Énergie NB répondit aux demandes d'information de la Commission au début de décembre.

Une conférence préparatoire à l'audience traitant des

affaires de procédures en rapport avec l'audience sur les tarifs complets, et une audience public d'une journée sur la requête intérimaire, furent tenues du 18 au 20 décembre 1990.

La décision de la Commission sur la requête intérimaire était datée du 10 janvier 1991. Cette décision approuva, sur une base intérimaire, les augmentations requises pour les tarifs d'Énergie NB telles qu'on les trouve dans le Cédule A de la demande. Le résultat fut une augmentation moyenne de 6.9% en vigueur le 16 janvier 1991.

La approbation intérimaire était fondée sur l'opinion de la Commission, qu'Énergie NB avait démontré un besoin qui à première vue paraît bien fondé et que des circonstances spéciales, telles que définies par la Commission, étaient présentes. La Commission n'approuva pas les augmentations intérimaires de 2.6% le 1<sup>er</sup> avril 1991, et 2.6% le 1<sup>er</sup> octobre 1991, que avaient été demandées.

La Commission était d'avis qu'Énergie NB démontra de prime à bord un besoin de changement de tarifs pour l'exercice 1991/92 qui paraissait bien fondé. Cependant, la Commission n'a pas été satisfaite qu'il existait des circonstances spéciales. La Commission a estimé que les augmentations considérables dans les dépenses aussi bien variables que fixes qu'Énergie NB prévoyait,

n'étaient ni des circonstances récentes par rapport à l'exercice 1991/92, ni des dépenses incontrôlables d'Énergie NB. De plus, la Commission a trouvé qu'il y avait assez de temps pour permettre l'examen public complet normal de la demande de tarifs reliée à l'exercice 1991/92.

Cette conclusion était fondée sur un examen complet et exhaustif du montant minimum de preuves nécessaires pour permettre un examen public complet et la capacité de la part d'Énergie NB de fournir cela dans un délai acceptable. Cet examen fut effectué durant la conférence préparatoire à l'audience, tenue les 18 et 19 décembre 1990.

La décision de la Commission sur la demande intérimaire énonçait que l'audience publique sur la demande de tarifs commencerait le 17 juillet 1991, et elle ordonnait à Énergie NB de présenter sa preuve pré-déposée le 5 mars 1991 au plus tard. Énergie NB, dans cette preuve, demandait que l'augmentation de tarifs intérimaire de 6.9% soit maintenue à compter de 16 janvier 1991, et qu'il soit accordé aucune autre augmentation de tarifs jusqu'à une demande ultérieure.

Le 31 mai 1991, la Loi sur l'énergie électrique (la Loi sur l'énergie) fut modifiée, changeant le nom de La Commission d'Énergie électrique du Nouveau-Brunswick en: la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick.

L'audience publique tenue pour examiner la demande d'Énergie NB et la preuve la corroborant, commença le 17 juillet 1991 et se termina le 13 août 1991.

L'un des intervenants fut appelé Groupe des Gros Consommateurs (GGC) et était composé des compagnies suivants:

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

Les témoins qui témoignèrent à l'audience furent les suivants:

Énergie NB:

M. G.L. Titus	-	Président et Directeur en chef
M. C. F. Baird	-	Vice-président sénior
M. D. Savoie	-	Vice-président à l'exploitation
Me W. Connell	-	Vice-président aux services de la Société
M. W. Esligar	-	Directeur des combustibles
M. W. Patterson	-	Vice-président à la planification de la Société et au marketing externe
M. W. Hawkins	-	Contrôleur

M. A. Cormier - Président, N.B. Coal Limited  
M. S. MacPherson - Directeur des réseaux d'information  
M. K.B. Little - Vice-président aux finances

GGC

M. H.R. Tidby, C.A. - Associé gérant, Coopers & Lybrand  
Saint John

La présente demande est la première demande générale de changement de tarifs faite par Énergie NB depuis que les modifications apportées à la Loi en 1989 furent proclamées. On a besoin d'une interprétation des modifications pour établir clairement l'autorité de la Commission et son pouvoir discrétionnaire sur la réglementation des tarifs d'Énergie NB. Les avocats pour la défense d'Énergie NB aussi bien que du GGC soumièrent des mémoires à l'issue de l'audience traitant de cette question.

Les modifications pertinentes les plus importantes sont:

Art.36 Rien dans la présente loi ne peut être interprété comme autorisant la Commission à réglementer les affaires de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick, à faire des recommandations ou à donner des approbations quant à ses emprunts, à la construction, à l'entretien ou à la reconstruction de nouvelles installations ou d'installations existantes ou quant à ses contrats de vente ou d'achat avec d'autres entreprises d'énergie électrique interconnexes de l'extérieur de la province.

- Art.38(3) La Commission doit, à la conclusion de l'audition
- (a) confirmer, changer, réduire ou modifier les frais, tarifs ou droits demandés par la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick, et
  - (b) fixer le moment auquel tout changement des frais, tarifs ou droits entre en vigueur sauf qu'un changement de frais, tarifs ou droits ne peut entrer en vigueur qu'à l'expiration de trente jours après le dépôt de l'ordonnance ou de la décision de la Commission auprès du président du Conseil exécutif en vertu de l'article 45.
- Art.42(1) La Commission doit, lorsqu'elle prend en considération une demande de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick relativement aux frais, tarifs et droits que cette dernière peut demander ou qu'elle demande déjà, fonder son ordonnance ou sa décision concernant les frais, tarifs ou droits à être demandés ou déjà demandés par la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick sur tous les revenus et tous les coûts projetés d'une période de tarifs future et, en ce faisant elle doit prévoir pour le recouvrement complet de tous les coûts de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick tels qu'établis à l'article 20 de la **Loi sur l'énergie électrique**.
- Art.42(2) La Commission doit, lorsqu'elle prend en considération les comptes de réserve, d'amortissement et d'excédent appropriés dont il est exigé qu'ils soient maintenus en vertu de l'alinéa 20(d) de la **Loi sur l'énergie électrique**, tenir compte de la ratio de couverture de l'intérêt et la ratio d'endettement qui sont appropriées pour une corporation de la Couronne qui a pour intention, but et objet d'assurer la fourniture continue de l'énergie suffisante pour répondre aux besoins de la province, d'en permettre le développement futur et de promouvoir l'économie et l'efficacité de la génération, distribution, fourniture, vente et utilisation de l'énergie.
- Art.43 La Commission peut, lorsqu'elle prend en considération une demande faite par la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick relativement aux frais, tarifs et droits que cette dernière veut demander et demande déjà, tenir compte

- (a) des politiques comptables et financières de la Commission d'énergie électrique,
- (b) de la répartition des coûts proposée parmi les classes de clientèle de la province,
- (c) des questions se rapportant au plan tarifaire,
- (d) des politiques et frais de services à la clientèle, et
- (e) des programmes d'efficacité d'énergie institués ou planifiés par la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick.

1989, c.59, art.8.

Les pouvoirs plus larges de supervision générale, d'enquêtes initiées par la Commission et d'interdiction contenus dans les articles 5 et 6 de la Loi, furent explicitement exclus par les modifications, comme ne s'appliquant pas à la réglementation d'Énergie NB.

La Commission peut faire appel à ces sections dans sa réglementation des autres entreprises de services publics.

L'article 36 de la Loi impose des restrictions à l'autorité de la Commission pour la réglementation d'Énergie NB. En général, la Commission n'a pas le pouvoir de "réglementer les affaires" d'Énergie NB. Le "Shorter Oxford English Dictionary", troisième édition, définit le mot "réglementer" en ces termes: "Contrôler, gouverner, ou diriger par des règles ou règlements; assujettir à une direction ou à des restrictions." De plus, il

définit le mot "affaire " comme étant "ce qu'on a à faire, ou ce dont on s'occupe; les affaires."

L'article 36 continue ensuite à énumérer cinq domaines particuliers d'activité que la Commission ne peut ni recommander ni approuver. Ces domaines d'activité auraient été soumis à l'examen de la Commission si les pouvoirs de "supervision générale" de l'article 5(1) avaient pu s'appliquer à Énergie NB.

Ainsi, la Loi ne peut pas être interprétée dans le sens que la Commission peut contrôler ou gouverner toutes les affaires d'Énergie NB.

L'article 38 (3) exprime clairement que la Commission obtient, sur demande, le pouvoir discrétionnaire d'établir les tarifs qui doivent être appliqués par Énergie NB pour ses services.

L'article 42 établit ce que doit considérer la Commission quand elle exerce le pouvoir discrétionnaire que lui confère la Section 38.

L'article 43 donne permission et non obligation, et déclare que, quand la Commission exerce son pouvoir discrétionnaire, elle peut prendre en considération cinq politiques ou questions énumérées spécialement à cet effect.

Dans "Principles of Administrative Law", Jones & de Villars, Carswell, 1985, (à la page 118) on a fait la déclaration suivante:

"The doctrine of Parliamentary Sovereignty permits legislation to delegate very broad discretionary powers, which Professor Julius Grey has described as follows:

Discretion may best be defined as the power to make a decision that cannot be determined to be right or wrong in any objective way. A university that interviews prospective students has the power to admit some applicants and reject some; an executive may choose a secretary out of a field of applicants; the sovereign may pardon some convicts and not others. While one could disagree with any of these decisions, there is no body or person entitled, as a general rule, to correct them and declare them wrong. Lord Diplock put it well in a recent case when he said:

'The very concept of administrative discretion involves a right to choose between more than one possible course of action upon which there is room for reasonable people to hold differing opinions as to which is to be preferred.'

It would not be incorrect to say that discretion involves the creation of rights and privileges, as opposed to the determination of who holds those rights and privileges.

Nevertheless, unlimited discretion cannot exist."

Le pouvoir discrétionnaire d'établir les tarifs d'Énergie NB fut retiré à la Commission d'Énergie NB et assigné à la Commission des Entreprises de Service public en vertu des modifications à la Loi. Ce pouvoir est "entravé" par les articles 36, 42 et 43 de la Loi.

Il reste à savoir, une fois qu'elle aura reçu le pouvoir discrétionnaire et sans oublier les limites ou "entraves" imposées par la Loi, dans quelle mesure la Commission sera libre d'exercer son pouvoir. Les décisions des tribunaux peuvent nous venir en aide à cet égard. Cependant, on doit se rappeler qu'elles ont été écrites quand on a demandé à la Cour d'intervenir pour réserver l'usage d'un pouvoir discrétionnaire.

Les remarques de Lord Greene M.R., dans "Associated Provincial Picture Houses, Ltd. v Wednesbury Corporation, [1948]

1 K.B. 223" présentent un intérêt:

"When an executive discretion is entrusted by Parliament to a local authority, what purports to be an exercise of that discretion can only be challenged in the courts in a very limited class of case. It must always be remembered that the court is not a court of appeal. The law recognizes certain principles on which the discretion must be exercised, but within the four corners of those principles the discretion is an absolute one and cannot be questioned in any court of law.

What, then, are those principles? They are perfectly well understood. The exercise of such a discretion must be a real exercise of the discretion. If, in the statute conferring the discretion, there is to be found, expressly or by implication, matters to which the authority exercising the discretion ought to have regard, then, in exercising the discretion, they must have regard to those matters. Conversely, if the nature of the subject-matter and the general interpretation of the Act make it clear that certain matters would not be germane to the matter in question, they must disregard those matters. Expressions have been used in cases where the powers of local authorities came to be considered relating to the sort of thing that may give rise to interference by the court. Bad faith, dishonesty - those, of course, stand by themselves - unreasonableness, attention given to extraneous circumstances, disregard of public policy, and things like that have all been referred to as being matters which are relevant for

consideration."

Une déclaration plus courte de ces principes fut énoncée par Abbott J. dans "Boulis v Minister of Manpower and Immigration", [1974] S.C.R. 875:

"In my opinion, however, such an appeal can succeed only if it be shown that the Board (a) has refused to exercise its jurisdiction or (b) failed to exercise the discretion given under s. 15 in accordance with well established legal principles. As to those principles, Lord Macmillan, speaking for the Judicial Committee, said in D. R. Fraser & Co. Ltd. v. M.N.R., [1948] 4 D.L.R. 776 at pp. 783-4, [1949] A.C. 24, [1948] 2 W.W.R. 1119:

'The criteria by which the exercise of a statutory discretion must be judged have been defined in many authoritative cases, and it is well settled that if the discretion has been exercised bona fide, uninfluenced by irrelevant considerations and not arbitrarily or illegally, no Court is entitled to interfere even if the Court, had the discretion been theirs, might have exercised it otherwise.'

Les restrictions imposées à l'usage ou au non-usage du pouvoir discrétionnaire telles qu'expliquées dans la décision Boulis, ont été résumées par J.H. Grey dans son article "Discretion in Administrative Law" (1979) 17 Osgoode Hall L.J. 107 (à la page 114) - Le délégué a:

"Le devoir d'agir:

- (a) de bonne foi,
- (b) sans être influencée par des considérations ou des motifs

sans rapport avec la question,

- (c) raisonnablement, et
- (d) à l'intérieur des limites du pouvoir discrétionnaire conféré par la Loi."

En d'autres termes, si le délégué se conforme à la liste de devoirs ci-dessus dans l'exercice de son pouvoir discrétionnaire, les tribunaux n'interviendront pas. Ainsi, pourvu que la Commission respecte les quatre règles énumérées ci-dessus, elle a tout le pouvoir discrétionnaire d'établir les tarifs d'Énergie NB, sous réserve des dispositions permettant un appel au Cabinet.

**La Commission pense qu'elle a le devoir d'établir des tarifs qui soient justes et raisonnables.** Pour ce faire elle doit, pour le moins, examiner l'ensemble des prévisions des revenus et des coûts d'une période tarifaire future d'Énergie NB. Ainsi, **la Commission pense que si, à son avis, certains de ces prévisions des coûts ne sont pas raisonnables alors on ne devrait pas permettre qu'ils soient recouvrés dans les tarifs d'Énergie NB.** Voilà quelle était l'opinion du conseiller juridique d'Énergie NB:

"La Commission, bien sûr, a le devoir de désapprouver raisonnablement les dépenses non raisonnables, non convenables ou excessives; mais on devrait inclure dans les coûts d'exploitation les dépenses nécessaires, justes et légitimes qui se rattachent à l'entreprise et constituent des charges justifiées sur le revenu." (Transcription, page 2596)

Dans les mémoires déposés aussi bien par Énergie NB que par le GGC, on présenta l'argument de savoir s'il était approprié que la Commission se réfère à la Loi sur l'énergie. Aucune des limites de pouvoir discrétionnaire établies par la Loi dans les articles 36, 42 ou 43 n'interdit à la Commission de se référer à la Loi sur l'énergie durant son examen des prévisions des coûts et des revenus pour une période tarifaire future. La Commission est d'avis qu'il est approprié et raisonnable de se référer à la Loi sur l'énergie durant cet examen.

La Commission pense qu'il sera important de se référer aux articles 2 et 20 de la Loi sur l'énergie et par-dessus tout aux articles 3(7) et 6.3 votés durant la session de 1991 de l'Assemblée législative.

Art.2 L'objet, l'esprit et le but de la présente loi est d'assurer la fourniture continue de l'énergie suffisante pour répondre aux besoins de la province, d'en permettre le développement futur et de promouvoir l'économie et l'efficacité de la génération, distribution, fourniture, vente et utilisation de l'énergie.

Art.20 Les frais, tarifs et droits à être perçus par la Commission doivent, en plus de payer l'ensemble des frais et dépenses d'exploitation, des intérêts sur les frais généraux et des frais d'amortissement, lui permettent

(a) de prévoir le renouvellement, la reconstruction, l'expansion, le changement et la réparation d'ouvrages construits et exploités par la Commission.

(b) d'acquitter les intérêts sur le fonds de

roulement et relatifs aux opérations de la Commission prévues par la présente loi et de faire face aux obligations, charges, salaires et dépenses découlant de ces opérations.

- (c) de faire face aux dépenses imprévues ou aux frais entraînés par les dégâts subis par un ouvrage de la Commission ou par la destruction de cet ouvrage, ou autrement engagées ou payables par la Commission, et
- (d) d'alimenter des comptes de réserve, d'amortissement et d'excédent comme une corporation gérée normalement.

1961-62, c.41, art. 21; 1987, c.6, art. 22

Art.3(7) Le conseil d'administration gère commercialement les affaires de la Société et toutes ses décisions et actions doivent être fondées sur des pratiques commerciales saines, sous réserve de la politique officielle que le lieutenant-gouverneur en conseil peut déterminer à l'occasion. 1991, c.67, art.2.

Art.6.3 La Société peut, sous réserve de l'approbation du lieutenant-gouverneur en conseil, établir des règlements administratifs.

1991, c.67, art.6

Les modifications de 1991 mettent davantage l'accent sur l'importance de gérer Énergie NB comme une entreprise commerciale. Les décisions de son conseil d'administration doivent être prises en se fondant sur de saines pratiques commerciales assujetties à des politiques publiques telles que déterminées par le Lieutenant-gouverneur en conseil. **Durant son examen du bien-fondé des prévisions des coûts et des revenus d'une période tarifaire future, la Commission pense qu'elle doit tenir compte de l'augmentation d'importance donnée aux saines pratiques**

**commerciales.**

En conclusion, la Commission pense qu'elle a non seulement le droit mais aussi le devoir de mener une enquête raisonnable complète sur les affaires commerciales d'Énergie NB durant le processus qui aboutit à et inclut l'audience pour la demande tarifaire. C'est ce qui lui fournit les faits sur lesquels elle peut exercer son pouvoir discrétionnaire.

La présente décision traite des sujets suivants.

**A. Exercice 1990/91:**

- 1) Coût du mazout
- 2) Dépenses variables
- 3) Redressement pour la normalisation de la production
- 4) Résultats globaux

**B. Exercice 1991/92**

- 1) Revenu interne pour la Province
- 2) Revenus d'exportation
- 3) Achats
- 4) Combustible
- 5) Dépenses variables

- 6) Enlèvement des canaux de combustion
  - 7) Dépenses d'intérêt
  - 8) Droit de garantie
  - 9) Redressement pour la normalisation de la production
  - 10) Redressement pour la stabilisation des ventes d'exportation
  - 11) Revenu net
  - 12) Résultats globaux
- 2) Préparation à l'audience

La Commission est obligée de faire un commentaire au sujet de la préparation d'Énergie NB en vue de l'audience. C'était la première demande générale de tarifs. Cependant, elle a été assujettie à une réglementation tarifaire depuis plus d'un an et demi. Malgré cela, c'est l'avis de la Commission qu'Énergie NB n'a pas réussi à se préparer convenablement pour ce processus et en conséquence, on a perdu beaucoup de temps.

La preuve pré-déposée était mal organisée, et comprenait de l'information relevant des mêmes sujets à plusieurs endroits différents. A l'examen minutieux, on a découvert des erreurs et des contradictions qui ont contribué à ralentir le processus. De plus, plusieurs des documents déposés durant l'audience contenaient des erreurs. Ceci exigea qu'on en dépose de nouveaux ce qui

ralentit encore le processus.

La Commission considère que les témoins étaient, en général, mal préparés à traiter des questions concernant la preuve préparée à leur nom. Les témoins eurent besoin de consultations fréquentes avec les membres du personnel et parurent très peu familiarisés avec leur preuve ou celle qui résulta du processus de questions écrites.

La Commission suggère que, pour les audiences futures, la preuve pré-déposée devrait être examinée par un ou plusieurs membres du personnel pour assurer qu'elle soit présentée de façon consistante et exacte. La Commission s'attend à ce que les témoins soient familiarisés avec leur preuve et toutes les questions écrites s' y rapportant. La Commission n'a pas l'intention d'interdire les consultations entre les témoins et le personnel de soutien. Cependant, la Commission s'attend à ce que la documentation d'appui soit facilement disponible dans la salle d'audience.

### 3) Révisions apportées à la preuve

Le budget d'origine d'Énergie NB pour 1991/92 était contenu dans l'"affidavit" déposé avec la demande. Ce budget fut préparé durant le mois de septembre 1990.

La preuve pré-déposée d'Énergie NB, préparée en janvier et février 1991, contenait plusieurs révisions du budget. Ces révisions étaient dues principalement à la baisse considérable des prix du mazout, à une augmentation du facteur de capacité de la centrale nucléaire de Point Lepreau et à une décision de réduire les dépenses variables de 16 millions de dollars. Ces révisions furent finalement approuvées comme budget officiel en mai 1991.

La version de mai du budget contenait les mêmes prévisions pour les ventes d'exportation et les dépenses d'intérêt que le budget d'origine de septembre 1990. La Commission et les intervenants tentèrent plusieurs fois d'obtenir plus de renseignements actuels sur ces deux points. Finalement, Énergie NB déposa des prévisions révisées le 22 juillet, quatrième jour de l'audience. Les prévisions révisées furent libellées "les estimations de juillet" et contenaient plusieurs modifications majeures. Les prévisions pour les ventes d'exportation furent réduites à 156.2 millions de dollars à partir du montant d'origine de 320.9 millions de dollars, ce qui représente une chute de plus de cinquante pour cent. En conséquence, les coûts de combustible furent diminués de 125.2 millions de dollars. Les dépenses financières furent également considérablement réduites, dans ce cas de 25.1 millions de dollars.

Ces changements considérables exigèrent une cessation de

l'audience pendant deux jours pour permettre aux intervenants d'avoir le temps de les examiner correctement. La Commission pense qu'Énergie NB devait être consciente de ces changements depuis une période de temps bien avant le commencement des audiences et qu'elle aurait dû déposer cette information dès qu'elle devint disponible. De plus, si la Société décide de revoir son budget officiel avant le commencement de l'exercice, elle devrait examiner tous ses revenus majeurs, dépenses et comptes de redressements.

Énergie NB déclara que les "les estimations de juillet" étaient les plus précises qu'elle possédait. La Commission est d'accord avec Énergie NB et décide d'accepter ces chiffres, sauf dans les cas identifiés comme étant différents dans l'ensemble de la présente décision.

La Commission a préparé l'Annexe 1 qui montre les "les estimations de juillet" ainsi que les conclusions de la Commission concernant chaque point.

#### **EXERCICE 1990/91**

##### 1) Coût du mazout

Un facteur important dans la demande d'Énergie NB pour une augmentation intérimaire moyenne de 6.9%, fut la montée

considérable du prix du mazout qui se produisit durant l'été 1990 et l'effet qu'elle eut sur le coût d'exploitation d'Énergie NB durant la deuxième moitié de l'exercice 1990/91. Les prix du mazout continuèrent à monter durant l'automne 1990 mais ensuite descendirent rapidement durant le premier trimestre 1991. Cette situation fit l'objet de nombreuses discussions à l'audience, concernant les répercussions réelles des changements dans les prix du mazout sur l'exploitation d'Énergie NB pendant l'année 1990/91.

M. Little témoigna qu'en dépit de la chute dramatique des prix sur le marché, le coût du mazout utilisé par Énergie NB durant la deuxième moitié de 1990/91 était très similaire aux prévisions. Il expliqua que ceci était dû au fait que le coût du mazout consommé pendant un mois donné est déterminé par sa valeur à l'inventaire sur une base d'utilisation dans l'ordre d'arrivage. La valeur à l'inventaire est le coût d'arrivée au moment où le mazout est acheté et non pas le prix sur le marché au moment où il est consommé. Énergie NB a une capacité d'entreposage énorme pour le mazout, et sa politique est d'emmagasiner le plus possible à l'inventaire, avant la saison de chauffage d'hiver. Ainsi, le mazout consommé pendant l'hiver de 1990/91 avait été acheté plusieurs mois auparavant. M. Little présenta les coûts réels du mazout consommé durant les six derniers mois de 1990/91 et compara ces coûts aux prévisions. (Transcription, pages 1508-9). Sauf pour le mois de mars, les chiffres réels étaient très proches des

chiffres projetés.

Mr. Tidby fut d'accord que le coût du mazout consommé pendant la dernière moitié de 1990/91 était très proche de ce qui avait été projeté au moment de la demande. (Transcription, page 2501).

**La Commission accepte le coût du mazout pour 1990/91 tel que présenté par Énergie N.B.**

2) Dépenses variables

L'"affidavit" de M. Little projetait les dépenses variables pour 1990/91 à un montant de 263.5 millions de dollars, ce qui représentait une augmentation de 8.6 millions de dollars de plus que le budget de 254.9 millions de dollars. Cette augmentation était à prévoir malgré un examen des dépenses à l'échelle de l'entreprise dans son ensemble, ordonnée par le président d'Énergie NB.

Les dépenses variables pour 1990/91 étaient de 266.3 millions de dollars; 2.8 millions de dollars de plus que l'objectif et 11.4 millions de dollars de plus que le budget. Clairement, cette augmentation fut un facteur important pour déterminer le revenu net pour 1990/91.

La Commission est inquiète du manque apparent de contrôle des dépenses variables. D'après ce que comprend la Commission, les "dépenses variables" incluent des dépenses qui ne sont pas contrôlables par d'Énergie NB. Pour qu'on puisse mieux comprendre les "dépenses variables", la Commission ordonne à Énergie NB, pour ses demandes de tarifs futures, de fournir plus de détails et de séparer les "dépenses variables" en catégories: celles qui sont contrôlables et celles qui ne le sont pas.

3) Redressement pour la normalisation de la production

Le GGC suggéra que la Commission réduise le montant de ce redressement pour 1990/91 d'au moins autant que l'augmentation intérimaire. La raison en était que le montant du redressement était dix fois supérieur à ce qu'il avait été durant les deux exercices précédents.

Le compte de normalisation de la production et les redressements qui y furent apportés furent discutés pendant l'audience sur les conventions comptables et financières d'Énergie NB. La Commission ne considère pas qu'il serait approprié de modifier le montant d'un redressement, quel qu'il soit, uniquement à cause de sa trop grande importance par rapport aux années précédentes.

Le GGC souleva une autre préoccupation au sujet du compte, parce que le calcul des redressements mensuels fait usage du coût moyen de la production thermique. Ainsi, le calcul ne reflète peut-être pas correctement les mélanges réels de production économisée. Si la production de mazout est déplacée à cause de productions hydroélectrique et nucléaire supérieures à la moyenne, alors le redressement devrait correspondre au coût du mazout. Si l'on se sert du coût moyen de la production au mazout et au charbon, alors dans ce cas, le GGC soutient que le redressement est calculé de façon inexacte.

D'après ce que comprenait la Commission, la consommation de mazout et celle de charbon étaient toutes deux influencées par la production réelle d'énergie hydroélectrique et nucléaire. Cependant, les discussions de l'audience indiquaient qu'Énergie NB a peut-être une flexibilité limitée quant à son usage du charbon. Par conséquent, la Commission ordonne à Énergie NB de déposer, d'ici le 31 mars 1992, un rapport sur son exploitation, décrivant les redressements effectués sur l'usage du charbon et du mazout à cause des différences entre les budgets de production hydraulique et nucléaire. Ce rapport devrait aussi fournir une discussion qui détermine s'il faut apporter des changements à la méthode de calcul des redressements mensuels.

#### 4) Résultats globaux

Le revenu net-consolidé de 7.1 millions de dollars d'Énergie NB pour 1990/91 était bien inférieur aux 25.0 millions de dollars du budget d'origine. Il était également plus bas que les 9.2 millions de dollars projetés avec l'idée qu'une augmentation de tarifs entrerait en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 1991.

Le niveau réel de revenu net s'explique principalement du fait des augmentations importantes du coût du mazout et du niveau des dépenses variables. Ces deux points furent identifiés par la Commission dans sa décision intérimaire. D'après la preuve placée devant elle, **la Commission ne fait aucun redressement aux résultats pour 1990/91.** Sans l'augmentation intérimaire des tarifs approuvée par la Commission pour 1990/91, Énergie NB aurait subi une perte sur son exploitation.

La revenu net d'Énergie NB pour 1990/91 n'était pas excessif. **Les augmentations de tarifs qui sont entrées en vigueur le 16 janvier 1991 étaient nécessaires et appropriées, et la Commission les approuve pour l'année 1990/91 sur une base finale.**

**EXERCICE 1991/92**1) **Revenu intra-provincial**

Les "estimations de juillet" d'Énergie NB montrent un revenu total intra-provincial de 719 millions de dollars pour 1991/92. Cela représente une augmentation de 58.8 millions de dollars (8.9%) de plus que le chiffre réel de 660.2 millions de dollars pour 1990/91.

Les exigences totales du système en énergie pour 1991/92 se trouvèrent être de 13,819 GWH. (Pièce 106) Ceci représente une augmentation de 9.5% par rapport aux exigences réelles du système en 1990/91.

Ces projections indiquent clairement qu'on peut s'attendre à une augmentation importante de la demande à l'intérieur de la Province en 1991/92. Tout manque de demande par rapport au montant prévu réduira les revenus. Cette situation aura des retombées négatives sur le revenu net puisque les coûts fixes reliés à la puissance de production resteront les mêmes. Cependant, il n'y eut pas d'objections à ces projections durant l'audience et par conséquent la Commission accepte les prévisions de revenu interne pour la Province, faites par Énergie NB pour 1991/92.

## 2) Revenus de l'exportation

Le rapport annuel d'Énergie NB pour l'année se terminant le 31 mars 1990 révéla que les ventes d'exportation se montaient à 311.6 millions de dollars sur des ventes de 7,191 GWH d'énergie. (Pièce 23)

La Commission a préparé l'Annexe 2 qui compare les ventes d'exportation budgétées pour 1990/91 avec le résultats réels pour cette année-là. Elle a aussi préparé l'Annexe 3 qui compare le budget d'origine pour 1991/92 avec les "estimations de juillet" pour cette période, et compare aussi les "estimations de juillet" pour 1991/92 avec les résultats réels pour 1990/91.

L'Annexe 2 montre les ventes réelles de 248.8 millions de dollars pour 1990/91 comparées à un budget de 341.0 millions de dollars. Malgré cela, la prévision des ventes pour 1991/92 était de 320.9 millions de dollars. Cette prévision demeura la même dans le budget révisé préparé en février.

Cependant, les "estimations de juillet" montrent que la prévision avait été réduite de 164.7 millions de dollars (51%). Également, les bénéfices s'y associant étaient réduits de 11.8 millions de dollars (37%). Les effets de cette situation seront discutés sous le titre de "Redressement pour la stabilisation des

ventes d'exportation."

Dans sa décision sur les conventions comptables et financières d'Énergie NB, datée du 22 mai 1991, la Commission exprima son inquiétude au sujet de l'importance des variations entre les prévisions et le rendement réel en ce qui concerne les bénéfices des ventes d'exportation. Elle ordonna à Énergie NB de fournir une description détaillée des procédés utilisés pour prévoir les ventes annuelles économiques d'exportation, une analyse des variations depuis 1986 et une description de leurs causes. De plus, on ordonna à Énergie NB de formuler des recommandations pour améliorer le système de prévisions des gains provenant des ventes économiques d'exportation, ces recommandations devant être déposées avant la prochaine demande générale de tarifs.

Les révisions apportées à la prévision de 1991/92 mettent l'accent sur l'inquiétude de la Commission citée plus haut. La Commission recommande que la direction s'occupe d'urgence de la question.

### 3) Achats

La majorité des achats d'Énergie NB pour 1991/92 viendra d'Hydro-Québec, sur la base d'un contrat déjà existant. Ce contrat précise que le coût par mégawatt à l'heure est déterminé par une

formule. Les fluctuations dans le prix du charbon causent des variations dans le prix du mégawatt à l'heure.

M. Patterson indiqua qu'Énergie NB s'attend à ce que le prix du charbon soit plus bas qu'on ne l'avait prévu à l'origine. Il fut d'accord que la meilleure évaluation de coût du pouvoir d'achat pour le restant de l'année est à peu près 1.39 millions de dollars de moins que ne le montrent les "estimations de juillet". (Transcription, page 2121). **La Commission, par conséquent, redressera les "estimations de juillet" d'Énergie NB du montant destiné aux achats, en le réduisant de 1.4 millions de dollars.**

4) Combustible

i) Charbon

La source principale de charbon d'Énergie NB lui vient de N.B. Coal Limited (NBCL). On passa un temps considérable durant l'audience à discuter de NBCL. Cette corporation fut constituée en corporation par charte provinciale en 1969, et, depuis cette date, elle exploite les mines de la région de Grand Lake près des villages de Minto et de Chipman. En 1990, on estimait que les réserves de charbon de NBCL étaient d'environ 11.2 millions de tonnes ou 20 ans d'exploitation minière au rythme présent. (Pièce 29)

En 1979, NBCL entra dans une entente d'approvisionnement en charbon avec Énergie NB. La Commission comprend que, depuis, pratiquement toute la production provenant d'exploitation minière a été vendue à Énergie NB. D'après les termes de cette entente, Énergie NB fournit annuellement à NBCL une estimation de ses exigences en charbon sur une base mensuelle pour les deux années suivantes se terminant le 31 mars. A son tour, NBCL soumet à Énergie NB un plan minier pour l'année suivante. Ce plan inclut ses estimations de coûts, décomposées en catégories de coût bien définies, décrites sous les noms de "Coûts de capital engagés, Coûts du prêt à servir et Coûts variables". NBCL détermine le coût par tonne du charbon à vendre à Énergie NB en divisant ses coûts estimés totaux par les exigences de charbon estimées. L'entente d'approvisionnement en charbon prévoit que le coût réel par tonne puisse être redressé si Énergie NB décide de commander plus ou moins de charbon que ses exigences de charbon estimées. Cette mesure permet en pratique à NBCL de récupérer tous ses coûts d'exploitation, quel que soit le niveau réel d'exploitation.

L'entente déclarait à l'origine qu'Énergie NB était garante des paiements à régler d'après une entente d'achat de bail pour l'acquisition d'équipement de câble de traînée. En conséquence, Énergie NB, en 1986, décida d'acheter 90% des actions communes de NBCL qui étaient en souffrance. Ces faits furent décrits par M. Titus durant le contre-interrogatoire mené par

Maître McKelvey. (Transcription, page 643)

Le reste des actions communes en souffrance fut acheté par Énergie NB le 5 juillet 1990 (Pièce 35) et NBCL devint ainsi une filiale à cent pourcent. Énergie NB continue de garantir les remboursements du contrat de location-acquisition de NBCL, qui, au 31 mars 1991, se montaient à environ 36.0 millions de dollars, incluant l'intérêt, et qui sont remboursables en versements annuels jusqu'à l'année 1999. (Pièce 30)

Le rapport annuel de NBCL pour l'année se terminant le 31 mars 1990, révèle qu'en mai 1990 elle émit un bon de commande pour une grue (dragline) devant être montée avant janvier 1992, à un coût estimé de 19 millions de dollars. Énergie NB achète 100% de la production de charbon de NBCL, soit environ 550,000 à 600,000 tonnes par an. Ce charbon est consommé aux centrales de Dalhousie et de Grand Lake. NBCL exploite environ 450,000 tonnes par an et sous-traite le reste à un entrepreneur local. (Pièce 29)

Il paraît clair à la Commission que NBCL ne fonctionne pas en prenant ses distances par rapport à Énergie NB. Énergie NB présenta un organigramme daté du 22 avril 1991, qui indique que le Président de NBCL, M. Andy Cormier, est responsable directement devant le Vice-président-Exploitation d'Énergie NB, M. Dennis Savoie. Tous les membres du Conseil, exécutif de NB Coal sauf M.

Cormier, sont des employés d'Énergie NB. La Commission conclue que, bien qu'elle soit une compagnie indépendante, NBCL fonctionne comme une division d'Énergie NB.

La pièce 48 illustre le calcul du prix moyen du charbon qui, pour l'année se terminant le 31 mars 1990, se montait à 62.98 \$ la tonne et pour 1991 à 65.55 \$ la tonne. Énergie NB indiqua que le prix de livraison payé pour le charbon de NBCL à la centrale de Dalhousie, par année civile, était de 81.12 \$ pour 1990 et on l'estime à 78.77 \$ pour 1991. Ces chiffres indiquent que pour ces deux années, le coût du transport se situe entre 13 \$ et 18 \$ la tonne. Ce prix à la tonne est comparable à un coût estimé de charbon importé et livré à Dalhousie, qui serait de 55 \$ la tonne d'après Me Connell (Transcription, page 977). Ceci nous montre que l'usage de charbon venant du N.-B. est plus coûteux que l'usage de charbon importé.

Après examen de l'usage continu de charbon du N.-B., la preuve révèle d'autres facteurs à considérer. Parmi eux, d'après M. Titus, était la sécurité de l'approvisionnement en combustible. On présenta des preuves qui indiquèrent que les installations adaptées au déchargement de charbon importé n'existeront pas avant que Belledune ne soit terminée. Mais une fois que Belledune fonctionnera, alors la sécurité de l'approvisionnement ne sera plus un facteur important. M. Baird fut d'accord qu'il serait possible

de transporter le charbon par rail à Dalhousie à partir d'autres sources nord-américaines, mais déclara que le coût du transport serait hors de prix.

NBCL est obligée de faire ses paiements de bail, qu'elle produise ou non du charbon. Le fait que Énergie NB garantisse ces paiements est un facteur de plus à considérer.

Il n'existe pas d'analyse complète de tous les facteurs pertinents au dossier.

Il semble qu'Énergie NB ait l'intention de faire usage du charbon du N.-B. à long terme. M. Baird donna le témoignage suivant:

" Et bien, comme l'a dit hier M. Titus dans son témoignage, avec l'arrivée des épurateurs à Belledune, la situation est toute différente de ce qu'elle aurait été à l'origine. Ce qu'a fait l'épurateur, en somme, c'est de changer l'éventail des charbons que nous pouvions brûler avec succès à cette centrale, tout en maintenant nos critères d'environnement sur cette tranche. En ce faisant, on s'est ouvert un certain nombre d'autres possibilités. En même temps, ou presque, on prit la décision d'aller de l'avant avec la reconversion de l'installation de Dalhousie à l'orimulsion, pour se prévaloir de ce combustible...

Quand nous avons réfléchi à ce que nous ferions du charbon du Nouveau-Brunswick et à la façon de satisfaire ce besoin, nous avons examiné le problème et la possibilité de la mélanger, dans les installations de Belledune, à un charbon pris au large des côtes et nous avons découvert que nous pouvions mélanger environ 400,000 tonnes de ce produit par an, avec 900,000 tonnes

environ de charbon importé." (Transcritpion, page 839)

Pendant l'audience, un certain nombre d'intervenants suggérèrent que le véritable but de continuer l'exploitation de NBCL était d'atteindre des objectifs socio-économiques. Me Gillis, avocat pour McCain Foods Limited, déclara dans sa sommation:

"La décision d'acheter la production de charbon du N.-B. à des prix plus élevés que les produits d'importation devrait exiger une subvention du gouvernement provincial, et non des tarifs plus élevés, puisque les clients d'Énergie NB n'en bénéficient pas.... Si les politiciens veulent généralement donner leur appui à une activité sociale telle que NB Coal, ils devraient le faire directement et ne pas imposer indirectement cette charge à une petit classe de gens, nommément les clients de l'énergie." (Transcription, page 2635)

Me LeMesurier avocat pour le GGC, conclut:

"C'est donc notre soumission que la décision d'Énergie NB de continuer et en fait d'étendre l'usage du charbon de NB Coal pour se lancer dans sa propre exploitation minière ne peut pas se justifier sur la base de l'économie ou d'un bon jugement commercial. Par contre si la décision est basée sur des raisons socio-politiques, alors le coût de subventionner une industrie du charbon non-économique ne devrait pas retomber sur des industries qui dépendent justement de l'électricité comme apport important à leur production, mais devrait être réparti entre tous les contribuables de la province incluant les industries qui ne dépendent pas aussi étroitement de l'énergie électrique...

Nous soumettons donc qu'en donnant son accord aux tarifs d'Énergie NB, la Commission devrait examiner de très près et ne devrait pas approuver toutes dépenses projetées qui n'ont pas pour objet de produire de l'énergie de la manière la plus efficace et économique que possible, conformément aux articles 2 et 3(7) de la Loi sur l'énergie électrique". (Transcription,

pages 2736 et 2737)

Me Barry, avocat pour la Commission d'énergie électrique de la "City of Saint John", déclara:

"Une réponse honnête par Énergie NB reconnaissant qu'il existe ...des raisons socio-économiques d'acquérir et d'acheter du charbon à NBCL...aurait évité qu'on perde un temps énorme à cette audience...La Commission...ne devrait pas sanctionner des impôts indirects levés par le biais d'une entreprise de service public." (Transcription, page 2777)

Me Kenny, intervenant pour le public, argumenta:

"Les raisons économiques associées à l'utilisation du charbon de NBCL, n'ont pas été bien présentées à cette audience. Il est évident d'après le témoignage apporté par les témoins d'Énergie NB qu'on n'a pas fait d'analyse complète du bénéfice et des coûts, ni d'exploitation ni de capital, de l'usage du charbon de NBCL comparé à celui du charbon provenant d'autres sources. Sans une telle analyse, il est difficile d'ajouter foi aux déclarations sur la concurrence des prix des produits de NBCL...

L'intervenant pour le public se rend bien compte qu'on peut bien présenter des arguments d'ordre socio-économique pour défendre l'utilisation continue du produit de NBCL par Énergie NB. Ces arguments ont effectivement du poids dans un contexte politique. Par contre, ils n'en ont pas dans un milieu de réglementations, et l'entreprise devrait être obligée de défendre son usage continu de charbon venant de NBCL en fournissant une analyse économique des facteurs qui entrent dans une telle décision. Cette analyse devrait comprendre une évaluation détaillée de toutes les autres sources de charbon disponibles et des investissements de capital qu'on entreprend ou qu'on évite en utilisant ces sources, et elle devrait être menée sur la base du cycle de durée de vie des centrales actuellement en place ou proposées pour consommer ce combustible. Faute de fournir cette analyse, on sera sûr de prolonger les débats et les doutes, en se demandant si la stratégie actuellement utilisée par l'entreprise est

appropriée, et si les coûts qu'elle cherche à recouvrer des consommateurs sont raisonnables." (Transcription, pages 2792-3)

La Commission s'inquiète que l'usage prolongé du charbon de NB Coal ne soit peut-être l'alternative la moins coûteuse. Par conséquent, pour les audiences futures sur les tarifs, la Commission exigera qu'Énergie NB dépose une analyse appropriée des coûts d'utilisation du charbon de NB Coal ainsi que de toutes les alternatives raisonnables. De plus, la Commission s'attendra à ce qu'Énergie NB choisisse l'alternative la moins coûteuse.

ii) Développement du charbon du Comté de Kent

Le rapport annuel d'Énergie NB pour l'année se terminant le 31 mars 1990 inclut les renseignements suivants à la page 9:

"Dans le comté de Kent, un programme d'exploration et de mise en valeur étalé sur quatre ans et représentant 6 millions de dollars a été entrepris pour évaluer les réserves de charbon de la région et décider de la faisabilité environnementale, technique et économique de l'exploitation des gisements sur une échelle commerciale." (Pièce 23)

La somme réelle totale dépensée sur le projet d'exploitation du charbon du Comté de Kent pour 1990/91, et la somme totale des dépenses budgétées pour 1991/92 ne furent pas clairement révélées dans la preuve. La Commission remarque que des dépenses sont incluses dans différents rubriques de comptes de

dépense.

Il semble, d'après la preuve pré-déposée, que la dépense en 1990/91 se montait à environ 1,055,000. \$. Une réponse donnée aux questions écrites indiqua un budget de 884,000 \$, donnant une variation de 171,000 \$. Cependant, une question écrite ultérieure signala une variation de 917,000. \$. La Commission conclut que la dépense réelle pour 1990/91 était de l'ordre de 1,800,000 \$ à 2,000,000 \$, bien qu'on puisse inclure des dépenses supplémentaires sous d'autres comptes de dépense. Certaines dépenses faites pour le développement du charbon du Comté de Kent en 1991/92 seront capitalisées, pour qu'elles soient plus tard, on le suppose, amorties contre les bénéfices futurs.

Énergie NB cherche clairement à explorer des réserves supplémentaires de charbon au Nouveau-Brunswick. Cependant, dans la section précédente de la présente décision, on a remarqué que NBCL a des réserves considérables de charbon et qu'il ne paraît pas exister de manque de charbon disponible à l'étranger. La Commission est inquiète qu'Énergie NB débourse des fonds pour l'exploration de charbon au Nouveau-Brunswick sans recourir à une analyse de coût complète montrant qu'un usage plus étendu du charbon du Nouveau-Brunswick serait souhaitable.

Si Énergie NB décide de se lancer dans l'exploitation

commerciale des mines du Comté de Kent, la Commission exigera la même justification indiquée précédemment pour le charbon acheté à NBCL.

iii) Mazout

La chute importante du prix du mazout se reflétait dans la preuve pré-déposée d'Énergie NB. La prévision contenue dans cette preuve était en moyenne de 4.45 \$ US/bbl plus basse que le budget de septembre présenté à l'audience de décembre. **Aucune preuve ne fut présentée disputant la prévision du prix du mazout et la Commission l'accepte.**

iv) Nucléaire

Le coût du combustible nucléaire fit l'objet de nombreuses discussions. Le coût réel par unité pour les trois premiers mois de 1991/92 était plus bas que le budget. Énergie NB révisa son évaluation de ce coût pour les neuf mois restants. Cependant, le coût révisé semblait être plus élevé que le coût réel pour le premier trimestre. Pendant l'audience, on fit référence à des erreurs dans le calcul des volumes de production et des coûts associés à Point Lepreau. Ces erreurs se rapportaient aux ventes d'exportation et à l'usage d'énergie à la centrale-même. Les dossiers ne sont pas clairs à ce sujet mais la Commission acceptera

la position d'Énergie NB que les révisions reflètent la meilleure évaluation du coût du combustible nucléaire pour 1991/92. **La Commission demande à Énergie NB d'identifier plus soigneusement les diverses composantes du coût du combustible nucléaire dans les procédures de tarifs futures.**

5) Dépenses variables

i) L'entretien et le fonds des imprévus

Pendant l'audience, on présenta des preuves sur la gestion des budgets d'exploitation, incluant les coûts reliés à l'entretien. Cependant, Énergie NB ne donna aucun détail sur ses dépenses d'entretien anticipées pour l'année se terminant le 31 mars 1992.

La preuve apportée par la Société était que les budgets d'entretien existent au niveau des différents centres de coûts tels qu'une centrale, mais on ne produit aucun budget d'entretien de la Société. La Commission considère les dépenses d'entretien comme étant un coût majeur de l'exploitation. **Par conséquent, elle est d'avis qu'Énergie NB devrait préparer un budget d'entretien annuel de la Société, comprenant tous les aspects connus et prévisibles de l'entretien. De plus, on devrait monter un dossier de preuves reliées à l'entretien anormal et y inclure un montant identifié à**

**cette fin. La Commission ordonne que cette information soit fournie au moment de la prochaine demande générale de tarifs.**

Un point relié à l'entretien était le "compte/fonds pour l'imprévu" de 5.0 millions de dollars dans le budget général de la Société. Ce montant était alloué à deux catégories de dépenses, nommément "Matériaux" et "Services retenus", en montants égaux. Énergie NB déclara que le compte servait à couvrir les événements anormaux et imprévus.

La Commission a de nombreuses inquiétudes vis à vis de ce compte. M. Titus indiqua qu'il n'avait pas existé de compte de ce genre dans les budgets précédents. Également, Énergie NB indiqua qu'il n'existe aucun critère selon lequel on peut déterminer si oui ou non un événement donné devrait être couvert par le compte. Le raisonnement du choix du montant de 5.0 millions de dollars n'est pas clair. Ce point fut discuté par M. Titus:

" En effet vous seriez d'accord avec moi que d'après la preuve déposée et dans les discussions que nous avons eues, particulièrement ces documents, on trouve particulièrement difficile de découvrir le raisonnement pour le montant de 5,000,000 \$.

Oui, c'est vrai." (Transcription, pages 793-4)

Le seul exemple d'événement anormal identifié par Énergie NB était les tempêtes de glace.

Énergie NB n'a pas fourni de preuves suffisantes pour soutenir l'inclusion du "Compte/Fonds pour l'imprévu" en tant que dépense appropriée. La Commission rejette le montant de 5.0 millions de dollars, pour les fins de réglementation.

Il y a un autre point concernant l'entretien dont il faut parler. M. Baird déclara que 6.0 millions de dollars des réductions budgétaires effectuées sur les dépenses variables avaient été affectées à l'entretien.

" .....qu'avec n'importe quelle réduction de cette sorte, et 6,000,000 des 16 millions venant du secteur de l'entretien, il y a un risque multiplié pour les tranches/centrales qui ne fonctionnent pas exactement au rythme qu'on veut... qu'on était d'avis que le niveau d'entretien pouvait être légèrement réduit pour faire une économie, mais qu'on accroît la composante de risque lié à une panne possible d'un de ces isolateurs, commutateurs ou câbles quand les conditions sont mauvaises. Et je pense que c'était le point que M. Titus voulait rendre très clair pour tout le monde, à savoir que les 16,000,000, et en particulier les 6,000,000 qui en sortent, n'étaient pas sans causer une augmentation de risque aux niveaux des services dont nous avons parlé plus haut." (Transcription, pages 1446-47)

Interrogé par le Président de la Commission, M. Baird déclara qu'environ 4.9 millions des 6.0 millions de dollars proviendraient du fait qu'on ne ferait pas l'entretien prévu au programme. M. Baird ne fut pas capable de donner un estimé quant aux risques de pannes forcées résultant de telles décisions, sinon pour dire qu'ils étaient infimes.

La Commission est inquiète qu'aucune évaluation convenable des risques ne semble avoir été effectuée en rapport avec les réductions d'entretien proposées. La Commission encourage Énergie NB à examiner ces décisions pour assurer que la sécurité de fonctionnement du système est maintenue dans les normes de l'industrie.

ii) Gestion de la demande

Énergie NB reporta pour les années à venir 0.5 millions de dollars de dépenses reliées aux programmes de gestion de la demande au lieu de les charger comme dépenses en 1990/91. La continuation de ces programmes aura pour résultat encore d'autres dépenses reportées en 1991/92. La Commission se rend compte qu'il est difficile de quantifier et de vérifier les bénéfices réels à long terme reliés à de tels programmes. Afin de mieux évaluer s'il est approprié de reporter les dépenses de gestion de la demande, la Commission ordonne à Énergie NB de s'occuper de cette question au moment de sa prochaine demande générale de tarifs.

6) Enlèvement des canaux de combustible

La Commission considère que l'augmentation rétro-active de 16.0 millions de dollars dans le compte d'enlèvement des canaux de combustible, telle que décrite dans la décision sur les

conventions comptables et financières d'Énergie NB, est encore appropriée pour les raisons données ici. Le résultat en est une réduction de 3.2 millions de dollars dans la dépense d'amortissement d'Énergie NB pour 1991/92.

7) Dépenses d'intérêt

Les "estimations de juillet" d'Énergie NB sur les dépenses d'intérêt nettes d'intérêt capitalisé, étaient de 28.4 millions de dollars plus bas que dans ses deux budgets, l'original et le révisé. Ceci s'explique principalement par des coûts de change et des taux d'intérêt plus bas.

On passa un temps considérable durant l'audience à discuter des diverses composantes de la dépense d'intérêt et à clarifier certains tableaux contenus dans la preuve. La Commission demande que, pour les démarches futures de tarifs, Énergie NB sépare clairement chaque composante de sa dépense d'intérêt et explique le bien-fondé des estimations de coûts particulières. Énergie NB devrait, pour toutes les nouvelles questions, indiquer la proportion de dépense d'intérêt qui doit être capitalisée.

8) Droit de garantie

La Commission considère que le coût du droit de garantie

**est une dépense pour Énergie NB. Énergie NB est obligée par la loi de payer le droit de garantie et, par conséquent, c'est un coût recouvrable des clients d'Énergie NB.**

La Province reçoit le droit de garantie comme un paiement comptant. La Province jouit du revenu net gagné chaque année par Énergie NB. **Donc, le rendement total pour la Province est la somme du droit de garantie et du revenu net.**

9) Redressement de la normalisation de la production

Il y a deux contrats de participation pour Point Lepreau, qui expireront à la fin d'octobre 1991. M. Little déclara qu'il prévoirait que la normalisation de cette capacité de production supplémentaire se ferait sur la même base que l'autre production à l'intérieur de la Province. En d'autres termes, le montant brut de la production supplémentaire ne serait pas considéré comme un dépassement du budget. La Commission s'accorde que c'est bien la démarche appropriée.

Il y eut un peu de confusion au sujet des redressements faits au compte de normalisation de la production à cause de la production hydraulique. Énergie NB suppose, à des fins budgétaires, que le débit hydraulique mensuel sera le même que le débit moyen de ce mois-là pour les trente années précédentes. Si

le débit hydraulique dépasse la moyenne, on augmente le compte de normalisation de la production. Le montant de l'augmentation est déterminé en prenant le montant d'énergie produite par le débit hydraulique supplémentaire et en le multipliant par le coût moyen de la production thermique de ce mois-là. Si le débit hydraulique est au-dessous de la moyenne, on réduit le compte de normalisation de la production.

Les résultats du trimestre se terminant le 30 juin 1991 montrent que le débit d'eau était au-dessous de la moyenne tandis qu'il y avait une augmentation dans le compte. Cette contradiction apparente fut résolue quand la Pièce 111 fut déposée, montrant les débits hydrauliques réels pour chaque mois et les redressements correspondants, qui reflétaient le coût réel de la production thermique. Les changements dans le coût moyen de la production thermique d'un mois à l'autre influençaient le résultat global pour le trimestre.

La Pièce 111 utilisait un débit hydraulique moyen sur trente ans qui avait été remis à jour. L'usage de cette nouvelle moyenne produisit la prévision d'une réduction de 63,000 \$ dans le compte pour l'année complète plutôt que l'augmentation de 253,000 \$ contenue dans les "estimations de juillet".

**Ce qui veut dire que la prévision pour le redressement**

total du compte de normalisation de la production pour 1991/92 devrait être inférieure de 316,000 \$, à aux "estimations de juillet", et la Commission a fait ce redressement.

10) Redressement pour la stabilisation des ventes d'exportation

Dans sa décision sur les conventions comptables et financières, la Commission ordonna à Énergie NB, à des fins de réglementation, d'amortir les montants reportés des gains excédentaires ou déficitaires se présentant en 1991 et plus, sur une période de deux ans plutôt que de trois. La Commission est d'avis que cette méthode est encore appropriée. Dans ses projections pour 1991/92, Énergie NB a calculé l'amortissement du déficit pour 1990/91 sur une période de trois ans. (Pièce 84) La Commission a calculé que si l'on se sert de la période d'amortissement de deux ans, cela exige un redressement de 2.1

millions de dollars, comme suit:

	(000, \$)		
	<u>Selon la Commission</u>	<u>Selon Énergie NB</u>	
Amortissement de l'excédent ou (du déficit) pour l'année se terminant le 31 mars			
1989 15,979 \$ / 3	5,326 \$	5,326	
1990 22,737 \$ / 3	7,579	7,579	
1991 (12,603 \$ / 2)	(6,302)		
(12,603 \$ / 3)	<u>          </u>	<u>(4,201)</u>	
	<u>6,603 \$</u>	<u>8,704</u>	

L'Annexe 4 résume le mouvement du compte de stabilisation des ventes d'exportation pour l'année se terminant le 31 mars 1991. Elle prévoit le mouvement pour l'année se terminant le 31 mars 1992, fondé sur les bénéfices projetés inclus dans les "estimations de juillet". Le déficit prévu pour 1991/92, combiné avec l'amortissement du crédit accumulé au 31 mars 1991, auront pour résultat un solde débiteur de 10.5 millions \$ pour le compte. Ce déficit doit être recouvert durant les années à venir et, d'après les projections pour 1991/92, aurait pour résultat une charge de 4.6 millions de dollars imputée au revenu durant l'année se terminant le 31 mars 1993.

11) Revenu net

Énergie NB, dans sa preuve pré-déposée, a prévu un revenu net de 21.0 millions de dollars pour 1991/92. Ce montant était fondé sur une continuation de l'augmentation de tarifs intérimaire de 6.9% mais n'incluait pas les deux augmentations de tarifs supplémentaires de 2.6% qui avaient été demandées à l'origine. Énergie NB déclara que ce niveau de revenu net, ainsi que les ratios de couverture des intérêts et de l'endettement qui en résultent, devraient être estimés raisonnables par les agences de cote de crédit et de prêts, dans les circonstances économiques actuelles.

Les "estimations de juillet" d'Énergie NB ont prévu un revenu net de 33.0 millions de dollars. Ils se fondaient sur les mêmes suppositions concernant les augmentations de tarifs mais incluaient de révisions apportées à certains comptes de dépenses et révenus. Énergie NB déclara que ce niveau de revenu net était, lui aussi, raisonnable. Il aurait pour résultat un ratio de couverture des intérêts se situant environ à mi-chemin entre les cibles minimum et maximum considérées par la Commission comme étant appropriées.

La Commission est d'avis que les ratios de couverture des intérêts et de l'endettement sont des considérations importantes

et qu'on devrait les maintenir à des niveaux appropriés. Cependant, la Commission ne pense pas qu'il soit approprié de se fier uniquement à ces ratios pour déterminer le revenu net. La présente audience démontre clairement que l'usage unique de ces ratios crée des difficultés considérables quand on essaye de déterminer le niveau de revenu net. Ceci s'explique principalement parce que ces ratios ne fournissent qu'une indication générale de la santé financière. Une couverture des intérêts plus élevée et un plus grand pourcentage d'équité indiquent une situation financière plus solide que ne le font une couverture des intérêts plus basse et un plus petit pourcentage d'équité.

**Cependant, il est difficile, sinon impossible, de déterminer le niveau correct de revenu net en se référant uniquement à ces deux ratios.**

Énergie NB était prête à accepter comme raisonnable, dans sa preuve pré-déposée, un revenu net de 21.0 millions de dollars. Ses "estimations de juillet" produisirent un revenu net de 33.0 millions de dollars. Énergie NB déclara qu'elle devrait avoir la permission de gagner ce niveau de revenu net beaucoup plus important. La justification en était que les ratios de couverture des intérêts et de l'endettement seraient encore à l'intérieur des limites acceptables.

Etant donné le large éventail de valeurs possibles de revenu net qui produiraient des ratios acceptables, la Commission est inquiète que si l'on se fiait uniquement à ces ratios, on permettrait dans les faits à Énergie NB de déterminer son propre niveau de revenu net.

La Commission préfère se servir d'une méthode qui fournirait plus de précisions pour établir le revenu net, tout en permettant des taux de couverture des intérêts et de l'endettement qui soient raisonnables pour une société d'état.

La Commission, pour les raisons contenues dans sa décision sur les conventions comptables et financières, a déclaré sa préférence pour l'usage d'une méthode de profit sur l'équité pour déterminer le niveau approprié de revenu net. C'est l'avis de la Commission que l'usage d'une telle méthode permettra toujours, sur une base réaliste, qu'Énergie NB obtienne des ratios appropriés de couverture des intérêts et de l'endettement. L'usage de cette méthode n'a pas été discutée à fond durant une audience publique impliquant Énergie NB. La possibilité que la Commission applique une méthode de taux de rendement de l'avoir dans ce cas particulier a certainement été reconnue durant l'audience. Certains intervenants recommandèrent l'usage de cette méthode.

La société déclara que l'usage de cette méthode

limiterait sa capacité d'augmenter son ratio d'équité à cause des dépenses de capital prévues. La Commission est d'accord que le ratio d'équité baissera quand des projets majeurs de capital seront terminés et mis en oeuvre. Cependant, c'est une conséquence naturelle d'être une entreprise à capital intensif et non une raison de rejeter une méthode du taux de rendement de l'avoir. Énergie NB souleva d'autres inquiétudes pour cette méthode et soutint qu'on devrait la discuter à fond lors d'une audience ultérieure.

Une audience publique est prévue pour permettre une discussion complète de la méthode choisie par la Commission. Cependant, la Commission doit décider du niveau correct de revenu net dans ce cas-là, pour déterminer les exigences globales de revenu. Elle considère que l'usage de sa méthode de choix est la façon la plus appropriée de déterminer le revenu net pour 1991/92. Ceci a pour résultat un revenu net, aux fins de réglementation, de 24.2 millions de dollars. L'annexe 5 fournit les détails de ce calcul.

## 12) Résultats globaux

L'Annexe 1 montre que l'exigence de revenu intra-provincial telle que calculée par la Commission est de 702.4 millions de dollars, ce qui signifie 16.6 millions de dollars de

moins que celle contenue dans les "estimations de juillet" d'Énergie NB. Par conséquent, les revenus à percevoir par Énergie NB de ses clients de la Province pendant 1991/92, doivent être réduits de 16.6 millions de dollars, ce qui représente 2.3% du revenu dans les "estimations de juillet".

La Commission ordonne donc à Énergie NB de réduire ses tarifs de 2.3% pour tous les services intra-provinciaux à compte du 20 janvier 1992.

Énergie NB déposera des barèmes révisés de ses tarifs. Énergie NB indiquera aussi les endroits où l'on a apporté des changements à la réduction de 2.3% pour arrondir les montants.

De plus, la Commission ordonne à Énergie NB de rembourser le trop perçu en retournant à ses clients de la Province un montant d'argent égal à 2.3% de frais de chaque client, pour les services reçus du 1<sup>er</sup> avril 1991 ou 19 janvier 1992. Cette remise doit s'effectuer par le biais d'un crédit porté sur la prochaine facture du client, dans la mesure du possible. Là où ce n'est pas possible, Énergie NB devra trouver une autre manière qui devra être approuvée par la Commission.

Daté en la "City of Saint John", N.-B. ce sixième jour de décembre, 1991.

*David C. Nicholson*  
.....  
David C. Nicholson  
Président

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

*J. E. Stevens*  
.....  
J. E. Stevens  
Commissaire

*Claudette Stymiest*  
.....  
Claudette Stymiest  
Commissaire

*Paul E. LeBlanc*  
.....  
Paul E. LeBlanc  
Commissaire

*Ivan McLean*  
.....  
Ivan McLean  
Commissaire

*Thomas McBrearty*  
.....  
Thomas McBrearty  
Commissaire

**EXIGENCES de REVENU**

1991-92

(non consolidées)

	<u>"ESTIMATIONS de JUILLET" d'ÉNB</u>		<u>CONCLUSIONS de la COMMISSION REDRESSEMENT FINAL</u> (pour fin de règlementation)
ACHATS	125.9	(1.4) (page 28)	124.5
COMBUSTIBLE	150.9		150.9
DÉPENSES VARIABLES	262.3	(5.0) (page 40)	257.3
DÉPENSES d'INTÉRÊT	204.6		204.6
AMORTISSEMENT	<u>116.7</u>	<u>(3.2)</u> (page 42)	<u>113.5</u>
TOTAL	860.4	(9.6)	850.8
REDRESSEMENT pour la NORMALISATION de la PRODUCTION	2.3	(0.3) (page 45)	2.0
REDRESSEMENT pour la STABILISATION des VENTES d'EXPORTATION	(20.5)	2.1 (page 45)	(18.4)
REVENU NET	<u>33.0</u>	<u>(8.8)</u> (page 50)	<u>24.2</u>
TOTAL	875.2	(16.6)	858.6
REVENU de l'EXPORTATION	<u>156.2</u>		<u>156.2</u>
REVENU des VENTES INTRA-PROVINCIALES	<u>719.0</u>	<u>(16.6)</u>	<u>702.4</u>

RÉFÉRENCE: (Pièce 95)

VENTES et EXPORTATIONS d'INTERCONNEXIONS par ÉNERGIE NB - 1990/91

ANNEXE 2

	Budget 1991/92			Réalité 1990/91			Réalité au-dessus (dessous) du budget		
	Gwh	\$x1000	Bénéfice	Gwh	\$x1000	Bénéfice	Gwh	\$x1000	Bénéfice
<b>Ventes Fermes</b>									
<u>Transactions fermes d'énergie par contrat:</u>									
Maritime Electric	154	8,441	4,123	148	9,540	3,767	(6)	1,099	(356)
Maine Public Service	3	1,707	983		1,233	49	(3)	(474)	(934)
East Maine Co-op	5	1,390	486	15	1,688	943	10	298	457
<u>Transactions de participation:</u>									
Point Lepreau	1,618	111,789	0	1,984	110,667	0	366	(1,122)	0
MECL (Dalhousie #2)	46	11,083	9,876	15	404	0	(31)	(10,679)	(9,876)
Hydro-Québec	0			0	0	0	0	0	0
<b>Ventes Fermes Totales</b>	<b>1,826</b>	<b>134,410</b>	<b>15,468</b>	<b>2,162</b>	<b>123,532</b>	<b>4,759</b>	<b>336</b>	<b>(10,878)</b>	<b>(10,709)</b>
<b>Ventes d'Économie</b>									
N.S.P.C.	291	9,387	660	509	15,805	3,799	281	6,418	2,939
Maritime Electric	449	15,853	2,497	415	15,312	3,871	(34)	(541)	1,374
Hydro-Québec	3,657	119,657	17,102	1,150	36,334	10,957	(2,507)	(83,323)	(6,145)
Maine Public Service	138	4,819	1,158	179	7,826	3,321	41	3,008	2,183
East Maine Co-op	0	0	0	10	336	135	10	338	135
M.E.P. Co	315	9,786	1,064	321	11,442	3,563	6	1,656	2,499
Central Maine	1,117	38,343	10,324	888	31,624	6,296	(229)	(6,719)	(4,028)
Bangor Hydro	223	8,343	2,043	171	6,193	1,389	(52)	(2,150)	(654)
<b>Total des Ventes D'Économie</b>	<b>6,190</b>	<b>206,188</b>	<b>35,048</b>	<b>3,643</b>	<b>124,871</b>	<b>33,331</b>	<b>(2,547)</b>	<b>(81,317)</b>	<b>(1,717)</b>
<b>Autre Revenu</b>	<b>0</b>	<b>378</b>	<b>378</b>	<b>0</b>	<b>390</b>	<b>202</b>	<b>0</b>	<b>12</b>	<b>(178)</b>
<b>Grand Total</b>	<b>8,016</b>	<b>340,976</b>	<b>50,894</b>	<b>5,805</b>	<b>248,793</b>	<b>38,292</b>	<b>(2,211)</b>	<b>(92,183)</b>	<b>(12,602)</b>

Colonne "A"

Colonne "B"

Colonne "C"

Références:

Vol III, Tab 5, Page 5-2

Pièce 82

Colonne "B" moins Colonne "A"

ANNEXE 2

## ANNEXE 3

## VENTES et EXPORTATIONS d'INTERCONNEXIONS PAR ÉNERGIE NB - 1991/92

	Budget 1991/92			Objectif 1991/92			Objectif 1991/92 contre Réalité 1990/91			Objectif 1991/92 contre Budget 1991/92		
	Gwh	\$x1000	Bénéfice	Gwh	\$x1000	Bénéfice	Gwh	\$x1000	Bénéfice	Gwh	\$x1000	Bénéfice
<b>Ventes Fermes:</b>												
<u>Transactions fermes d'énergie par contrat</u>												
Maritime Electric	174	10,031	4,388	176	10,000	7,100	28	460	3,333	2	(311)	2,712
Maine Public Service		1,125	1,125		1,200	0	0	(33)	(49)	0	75	(1,125)
East Maine Co-op	5	1,182	501	9	2,100	1,500	(6)	412	557	4	918	999
<u>Transactions de participation:</u>												
Point Lepreau	1,601	109,200	0	1,435	83,500	0	(166)	(27,167)	0	(166)	(25,700)	0
MECL (Dalhousie #2)	13	2,580	2,166	0	0	0	(15)	(404)	0	(13)	(2,580)	(2,166)
Hydro-Québec	212	30,800	1,651	35	16,000	100	35	16,000	100	(177)	(14,800)	(1,551)
<b>Ventes Fermes Totales</b>	<b>2,005</b>	<b>154,918</b>	<b>9,831</b>	<b>1,655</b>	<b>112,800</b>	<b>8,700</b>	<b>(507)</b>	<b>(10,732)</b>	<b>3,941</b>	<b>(350)</b>	<b>(42,118)</b>	<b>(1,131)</b>
<u>Ventes d'économie</u>												
N.S.P.C.	370	14,034	1,815	188	4,900	1,500	(321)	(10,905)	(2,299)	(182)	(9,134)	(315)
Maritime Electric	446	18,408	4,073	413	10,200	2,600	(2)	(5,112)	(1,271)	(33)	(8,208)	(1,473)
Hydro-Québec	2,161	79,614	9,381	221	4,500	1,400	(929)	(31,834)	(9,557)	(1,940)	(75,114)	(7,981)
Maine Public Service	126	5,206	1,265	175	5,700	2,200	(4)	(2,125)	(1,121)	49	494	935
East Maine Co-op	0	0	0	4	100	0	(6)	(236)	(135)	4	100	0
M.E.P. Co	10	361	53	177	4,500	1,500	(144)	(6,942)	(2,063)	167	4,139	1,447
Central Maine	1,120	39,976	4,457	449	10,000	1,400	(439)	(21,624)	(4,896)	(671)	(29,976)	(3,057)
Bangor Hydro	224	7,979	891	135	3,000	600	(36)	(3,193)	(789)	(89)	(4,979)	(291)
<b>Total des Ventes d'économie</b>	<b>4,457</b>	<b>165,578</b>	<b>21,935</b>	<b>1,762</b>	<b>42,900</b>	<b>11,200</b>	<b>(1,881)</b>	<b>(81,971)</b>	<b>(22,131)</b>	<b>(2,695)</b>	<b>(122,678)</b>	<b>(10,735)</b>
<b>Autre Revenu</b>	<b>0</b>	<b>405</b>	<b>405</b>	<b>0</b>	<b>500</b>	<b>500</b>	<b>0</b>	<b>110</b>	<b>290</b>	<b>0</b>	<b>95</b>	<b>95</b>
<b>Grand Total</b>	<b>6,462</b>	<b>320,901</b>	<b>32,171</b>	<b>3,417</b>	<b>156,200</b>	<b>20,400</b>	<b>(2,388)</b>	<b>(92,593)</b>	<b>(17,892)</b>	<b>(3,045)</b>	<b>(164,701)</b>	<b>(11,771)</b>
	Colonne "D"			Colonne "E"			Colonne "F"			Colonne "G"		
<b>Références:</b>	Vol III, Tab 5, Page 5-2			Pièce 83			Colonne "E" moins Colonne "B" (Annexe 2)			Colonne "E" moins Colonne "D"		

ÉNERGIE NB  
 COMPTE du STABILISATION des VENTES d'EXPORTATION  
 31 MARS 1990 AU 31 MARS 1992  
 (en milliers de \$)

	DÉTAIL du COMPTE			EXCES (DÉFICIT) ANNUEL				
	(DÉBIT)	CRÉDIT	SOLDE	1988	1989	1990	1991	1992
Solde au 31 Mars 1990			36,370	2,981	10,652	22,737		
<u>Activité 1991:</u>								
Amortissement de l'excès des années précédentes	(15,886)			(2,981) *1	(5,326) *1	(7,579) *1		
Déficit de l'année	(12,603)		(28,489)				(12,603)	
Solde au 31 Mars 1991			7,881	0	5,326	15,158	(12,603)	
<u>Activité 1992:</u>								
Amortissement de l'excès des années précédentes	(6,604)				(5,326) *1	(7,579) *1	6,302 *2	
Déficit de l'année	(11,771)		(18,375)					(11,771)
Solde au 31 Mars 1992			(10,494)		0	7,579	(6,302)	(11,771)
<u>Activité 1993</u>								
Amortissement de l'excès des années précédentes		4,608				(7,579) *1	6,302 *2	5,886 *2
						0	0	(5,886)

\*1 = Période de dépréciation de trois ans

\*2 = Période de dépréciation de deux ans

CALCUL DE REVENU NET POUR 1991/92  
(POUR FIN DE REGLEMENTATION)

\$398.0	-	Équité au 31 mars 1991
<u>\$ 16.0</u>	-	Redressement pour l'enlèvement des canaux de combustible
\$382.0		
<u>x0.095</u>	-	coût intégré de la dette
\$ 36.3		
<u>\$ 1.7</u>	-	profit retiré d'un montant moyen de gains (36.3 ÷ 2) 0.095
\$ 38.0		
<u>\$ 13.8</u>		Droit de garantie
<u>\$ 24.2</u>		REVENU NET