



## **DÉCISION**

**DANS L’AFFAIRE d’une demande présentée par la  
Société d’énergie du Nouveau-Brunswick le 12 juillet  
2001 visant une proposition de remise à neuf de la  
centrale de Coleson Cove.**

**Le 28 janvier 2002**

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

## **Introduction**

Le 12 juillet 2001, la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) a déposé auprès de la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick (la Commission), sous le régime du paragraphe 40.1(1.1) de la *Loi sur les entreprises de service public* (la Loi), une demande visant à obtenir de celle-ci ses recommandations quant à la proposition de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove. Conformément à cette disposition, Énergie NB doit faire une demande à la Commission avant d'engager une dépense de plus de 75 millions de dollars pour l'entretien ou l'amélioration d'une centrale. À la fin de l'audition, la Commission doit faire parvenir ses recommandations par écrit à Énergie NB.

La conférence préparatoire à l'audience, au cours de laquelle la procédure préalable à l'audience publique a été établie, a eu lieu le 14 septembre 2001. Énergie NB a déposé sa preuve écrite le 1<sup>er</sup> novembre 2001. L'audience a commencé le 14 janvier 2002, et la Commission a entendu les arguments finaux le 21 janvier 2002.

Les personnes suivantes ont témoigné pour Énergie NB :

Stewart MacPherson  
James Brogan  
Sharon MacFarlane  
William Marshall  
Gaetan Thomas  
Glen Wilson

Les intervenants officiels étaient :

Bowater Maritimes Inc.  
Canadian Unitarians for Social Justice  
City of Saint John

Conservation Council of New Brunswick, Inc. (le CCNB)  
Papiers Fraser (Canada) Inc.  
Rodney J. Gillis  
Irving Oil Limited  
J.D. Irving, Limited  
Ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie du Nouveau-Brunswick (la Province)  
Saint John Citizens Coalition for Clean Air  
Saint John Énergie  
Union of New Brunswick Indians Inc.  
UPM-Kymmene Miramichi Inc.  
Ville d'Edmundston  
Westcoast Power Inc.

Dans sa preuve, Énergie NB a déclaré que, suivant une entente qu'elle avait conclue avec la société Bitúmenes Orinoco S.A. (BITOR), elle tenait à titre confidentiel certains renseignements sur la liste de conditions relatives à l'approvisionnement en combustible, notamment le prix de l'Orimulsion®. La façon d'assurer le public que la preuve fournie par Énergie NB correspond bien aux coûts résultant de l'utilisation de l'Orimulsion® a soulevé des inquiétudes. La question a été débattue lors d'une motion le 5 décembre 2001. Les parties en ont discuté et, par la suite, la Commission a ordonné ce qui suit :

Pour aider la CESP et les intervenants, la CESP nommera un vérificateur indépendant qualifié pour examiner le contrat, les feuilles de calcul, les hypothèses de départ et les résultats de l'analyse, la préparation de tous les modèles et toutes les conclusions tirées qui figurent dans la preuve d'Énergie NB au sujet de BITOR par rapport à la présente demande. Le vérificateur signera une entente de confidentialité en faveur d'Énergie NB. Il aura accès à toute l'information et à toutes les données (notamment les données électroniques), ainsi qu'au personnel qu'il pourrait juger nécessaire de consulter pour faire son rapport. Le vérificateur exprimera son opinion relativement à l'exactitude des hypothèses et des conclusions à la CESP et aux intervenants, et il déterminera et signalera l'ampleur de toute inexactitude dans l'analyse et dans les conclusions.

De plus, elle a ordonné à Énergie NB de remettre une version expurgée de la liste des conditions à tous les intervenants.

M. J.H.S. Easson, comptable agréé, a remis un rapport à toutes les parties et a témoigné à l'audience publique. Son rapport a été déposé en preuve (pièce PUB 4) au début des audiences. Aucune des parties ne s'est opposée à l'information fournie par M. Easson ni à ses déclarations.

Énergie NB a déclaré que le besoin de se conformer aux normes prévues en matière d'émissions de SO<sub>2</sub> et de NO<sub>x</sub>, le prix stable et peu élevé du combustible Orimulsion® et sa contribution à la stabilité des tarifs sont les facteurs principaux qui l'ont poussé vers le projet de remise à neuf. Pour ce faire, Énergie NB propose de convertir la centrale de Coleson Cove de façon à permettre l'utilisation de l'Orimulsion® comme principale source de combustible.

Comme elle l'a déclaré dans sa décision du 11 juillet 2001, la Commission est d'avis que la protection de l'environnement est clairement du ressort du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux. La Commission souligne également qu'en vertu du paragraphe 3(7) de la *Loi sur l'énergie électrique*, les actions du conseil d'administration d'Énergie NB doivent être fondées sur des pratiques commerciales saines. De plus, le conseil d'administration doit gérer commercialement les affaires de Énergie NB, sous réserve de la politique officielle que le lieutenant-gouverneur en conseil peut déterminer.

Les questions soulevées par la présente affaire ont été regroupées dans la présente décision de la façon suivante : les hypothèses économiques, l'approvisionnement en

combustible, les mesures de protection de l'environnement et le contrôle du projet. La décision contient également des observations sur la situation financière d'Énergie NB.

### **Les hypothèses économiques**

Comme il lui avait été ordonné dans la décision rendue à l'issue de l'audience générique, Énergie NB a défini toutes les possibilités raisonnables pour le projet et a exposé les motifs qui l'ont poussé à écarter certaines sources possibles d'approvisionnement du processus d'évaluation. Quinze sources possibles d'approvisionnement en énergie, en remplacement de l'énergie fournie par la centrale de Coleson Cove, ont été identifiées. Celles-ci ont été réduites à trois par suite d'une analyse de la courbe de présélection. Les trois options ont été choisies en fonction de leur viabilité économique et de leur capacité de respecter les normes projetées en matière d'émissions de SO<sub>2</sub> et de NO<sub>x</sub>.

Pour déterminer laquelle des trois sources d'approvisionnement constitue l'option la moins coûteuse, Énergie NB a procédé à une évaluation par voie d'un plan intégré des ressources. Ce plan a été établi à partir du modèle PROVIEW, qui effectue le calcul de l'option d'approvisionnement la moins coûteuse pour remplir les charges prévues au Nouveau-Brunswick au moyen de techniques de programmation dynamique. Le coût estimatif des biens d'investissement, du combustible, des taux d'intérêts futurs, de l'indexation des prix, des taux de change et des taux d'escompte figurait dans les entrées.

L'analyse PROVIEW a produit le coût global du cycle de vie de chacune des options, exprimé en leur valeur actualisée nette en dollars de 2006. La valeur actualisée nette (VAN) globale de chacune des options est la suivante :

Conversion à l'Orimulsion®	5 337 milliards de dollars
Mélange de mazout	5 730 milliards de dollars
Combinaison mélange de mazout - et gaz naturel	5 841 milliards de dollars

Les coûts estimatifs indiqués ci-dessus, qu'on appelle « cas de base », ont été déterminés selon l'hypothèse voulant que la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau serait réalisée. Énergie NB a alors vérifié la réaction de chacune des options aux changements suivants dans les principales hypothèses d'entrée :

- Variation de la prévision de la charge de  $\pm 13 \%$
- Variation du prix du gaz naturel de  $\pm 25 \%$
- Augmentation du taux d'escompte de 7,15 % à 9,33 %
- Variation des coûts d'immobilisations de  $\pm 25 \%$
- Marché à l'exportation faible - volume et prix
- Marché à l'exportation fort - volume et prix
- Abandon du projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau
- Coûts liés aux émissions environnementales de SO<sub>2</sub> (200 \$ la tonne), de CO<sub>2</sub> (15 \$ la tonne) et de NO<sub>x</sub> (200 \$ la tonne)

Dans chacune de ces analyses de la sensibilité, la conversion à l'Orimulsion® est demeurée l'option la moins coûteuse. Énergie NB a mené une évaluation du « cas critique » afin de prendre en considération l'impact sur les options des changements multiples suivants par rapport au cas de base :

- Faible prix du gaz naturel
- Faible marché à l'exportation
- Aucune croissance de la charge après l'an 2010
- Coûts liés aux émissions environnementales de SO<sub>2</sub>, de CO<sub>2</sub> et de NO<sub>x</sub>

L'analyse du cas critique a démontré que la conversion à l'Orimulsion® demeurait toujours l'option la moins coûteuse, bien que l'écart entre la conversion à l'Orimulsion® et l'option du mélange de mazout a été réduit à 76 millions de dollars. De plus, en réponse à la question 67 de ÉNB (PNB), Énergie NB a procédé à un nouveau calcul du cas critique pour tenir compte d'une hausse des coûts d'immobilisations de 25 %, calcul qui a produit un coût lié à l'option du mélange de mazout inférieur de 76 millions de dollars à celui de la conversion à l'Orimulsion®.

La Commission estime que la présélection a été menée de façon convenable et conformément aux directives énoncées dans la décision rendue à l'issue de l'audience générique. Au cours du processus menant à l'audience, les intervenants n'ont présenté aucune preuve à la Commission qui semblerait indiquer que le projet tel que proposé ne constitue pas l'option la moins coûteuse pour ce qui est de la VAN. Compte tenu de toute la preuve qui a été présentée, la Commission estime que parmi toutes les options raisonnables, la conversion à l'Orimulsion® de la centrale de Coleson Cove est celle qui est la moins coûteuse.

### **L'approvisionnement en combustible**

La Province et le CCNB ont tous deux contesté la prudence de se fier à une seule source d'approvisionnement en combustible. Énergie NB a confirmé qu'en cas d'interruption dans l'approvisionnement, la centrale pourrait revenir au mazout, quoique ceci ne se produirait qu'après l'épuisement de l'Orimulsion® entreposé sur le site. Énergie NB a également laissé entendre qu'avoir une seule source d'approvisionnement en gaz naturel, soit les champs de gaz naturel de l'île de Sable, était la même chose qu'avoir une seule source d'approvisionnement en Orimulsion®, et qu'à présent il n'était pas possible d'entreposer le gaz naturel. De plus, Énergie NB a déclaré qu'elle jouit depuis bien des années d'un approvisionnement en combustible ininterrompu du Venezuela, soit depuis plus de 20 ans pour ce qui est du mazout lourd et d'environ sept ans pour ce qui est de l'Orimulsion®.

La Province a contesté la logique de conclure un contrat de vingt ans avec la société BITOR pour l'approvisionnement en Orimulsion®. Elle a adopté le point de vue voulant qu'un contrat de vingt ans serait désavantageux, surtout si le prix du gaz naturel et du mazout devait tomber en deça de celui de l'Orimulsion®. La Province a recommandé que la durée du contrat avec BITOR ne soit que de cinq ans et que celui-ci contienne une option permettant de le renégocier aux cinq ans. La Commission est d'avis que le fait de renégocier le contrat à tous les cinq ans exposerait Énergie NB à un risque beaucoup plus élevé qu'un contrat ferme d'une durée déterminée de vingt ans. Le prix des combustibles concurrents pourrait augmenter autant qu'il pourrait diminuer. Dans tous les cas, puisque la période projetée de récupération du capital investi dans le projet est de six ans, il n'est pas souhaitable d'avoir un contrat de cinq ans. La Commission, qui n'est pas au courant des dispositions particulières de la liste des conditions, encourage Énergie NB à évaluer



attentivement les avantages relatifs du contrat projeté de vingt ans et d'un contrat de dix ans avec option de renouvellement.

Les intervenants ont également demandé de savoir dans quelles conditions Énergie NB pourrait mettre fin à son obligation d'acheter l'Orimulsion®. Énergie NB a indiqué que si les normes environnementales devenaient si sévères qu'il leur serait impossible de s'y conformer en brûlant l'Orimulsion®, leur obligation prendrait fin. La Commission estime que Énergie NB a confiance en la capacité de BITOR de remplir ses obligations prévues au contrat. Toutefois, M<sup>me</sup> MacFarlane a déclaré qu'Énergie NB continuait à étudier la possibilité d'obtenir des garanties de tiers. Énergie NB va mener une évaluation coût-avantage pour déterminer si de telles garanties seraient justifiées en l'espèce. La Commission encourage Énergie NB à faire tout en son possible pour s'assurer d'être suffisamment protégée aux termes du contrat contre un manquement par BITOR à l'une de ses obligations.

### **Les mesures de protection de l'environnement**

Énergie NB a déclaré que l'un des facteurs principaux qui la poussent vers la remise à neuf de la centrale de Coleson Cove est le besoin de réduire les émissions dans l'atmosphère, particulièrement en matière de SO<sub>2</sub> et de NO<sub>x</sub>. La Commission a entendu que le besoin de réduire les émissions de SO<sub>2</sub> à 40 000 tonnes par année à la centrale deviendra probablement une condition pour obtenir le certificat délivré sous le régime de la *Loi sur l'assainissement de l'air* du Nouveau-Brunswick en 2005. La Commission a également entendu qu'Énergie NB s'est engagée à se conformer aux directives fédérales en matière d'émissions pour les nouvelles centrales et les centrales remises à neuf sous le

régime de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. D'ici l'an 2005, Énergie NB s'attend atteindre, à la centrale de Coleson Cove, un taux d'émission de 0,21 lb/mmBtu (million British Thermal Units) de NO<sub>x</sub>, ce qui dépasse la directive actuelle, qui est de 0,26 lb/mmBtu. La Commission a entendu qu'il n'existe actuellement aucune norme pour ce qui est des émissions de CO<sub>2</sub>. L'utilisation de l'Orimulsion® réduirait de 3 % les émissions de CO<sub>2</sub>, comparativement à l'utilisation actuelle du mazout lourd.

De plus, peu importe le genre de combustible utilisé, il faudra prendre d'autres mesures de protection de l'environnement relativement à l'eau, aux eaux usées et aux déchets solides. À l'issue de l'audience générique, on a ordonné à Énergie NB de fournir une estimation du coût de chacun. La Commission estime que Énergie NB a rempli cette condition dans sa preuve.

Le CCNB a démontré que la province n'a établi aucune norme législative en matière d'émissions de SO<sub>2</sub>, de NO<sub>x</sub> ou de CO<sub>2</sub>. Énergie NB a élaboré sa proposition de sorte à se conformer aux normes qu'elle prévoit en matière d'émissions. La Commission conclut que le gouvernement provincial n'a fourni aucune orientation claire à Énergie NB en ce qui concerne les normes auxquelles le projet doit se conformer. La Commission reconnaît que le processus d'études d'impact sur l'environnement (ÉIE) est en cours et qu'à la fin de ce processus, certains aspects des conditions éventuelles pourraient être plus clairs. Toutefois, la Commission est déçue que la Province n'ait pu fournir de politique définitive quant à la gestion des émissions au cours de la période dont disposait Énergie NB pour planifier le projet de remise à neuf.

### **Le contrôle du projet**

Énergie NB a souligné qu'en avançant d'un an le calendrier de la construction du projet de façon à permettre la mise en service en 2004, elle réaliserait une marge brute de 100 millions de dollars. Cette marge serait le résultat du prix réduit du combustible et d'une possibilité accrue de ventes à l'exportation. Énergie NB a indiqué que le processus complet de l'ÉIE pourrait être terminé à temps pour entamer la construction à l'automne 2002. La mise en service de la centrale une année plus tôt aurait pour effet d'améliorer la qualité de l'air une année plus tôt.

L'exposé fait par le groupe d'experts au début de l'audience a démontré que des contrats clés en main avaient été conclus pour plus de 40 % du coût total du projet. La Commission reconnaît qu'il s'agit d'une considération importante dans la gestion globale du projet et que ces contrats contribueront à l'achèvement du projet dans les limites du budget prévu.

### **La situation financière d'Énergie NB**

Dans sa décision du 22 mai 1991, la Commission a examiné les ratios financiers de Énergie NB et a accepté qu'un ratio emprunts/capitaux propres de 80:20 serait raisonnable pour Énergie NB et qu'un ratio de couverture de l'intérêt raisonnable serait de 1,00 fois à 1,25 fois. La Commission est d'avis que ces ratios sont toujours appropriés.

Avant la présente demande, Énergie NB n'avait pas déposé de renseignements financiers auprès de la Commission en vue d'un examen public depuis 1993. Dans la preuve

déposée avant l'audience, il y avait une copie de son Plan d'entreprise et Prévisions financières 2001-2002 à 2008-2009 (le plan d'entreprise). De plus, la Commission a déposé en preuve les pages 37 et 49 du rapport annuel pour l'année financière 2000-2001 de Énergie NB. (Pièces PUB 5 et 6, respectivement.)

Dans sa réponse à une question que lui a posée la Commission, M<sup>me</sup> MacFarlane a indiqué que le ratio de couverture de l'intérêt est actuellement inférieur à un et qu'il l'a été au cours des deux dernières années financières, à cause des pertes subies. M<sup>me</sup> MacFarlane a convenu que les bénéfices non répartis de Énergie NB au 31 mars 2002 seraient d'environ 9 millions de dollars après avoir ajouté le revenu net de l'année courante, qui est maintenant prévu à moins de 1 million de dollars. Ceci signifie que Énergie NB est effectivement financée à 100 % par des dettes.

M<sup>me</sup> MacFarlane a fait la déclaration suivante :

[TRADUCTION] Maintenant, je pense qu'il nous faut rétablir notre bilan. Et nous nous lançons dans l'exploitation future sans capitaux propres, et avec les taux d'intérêts actuels, ce n'est pas viable à long terme. Et ça ne satisfait pas aux exigences, comme vous l'avez si clairement souligné. Et ce fera ... partie de ce que nous allons regarder quand nous mettrons ensemble un plan des tarifs à long terme. (Transcription, à la page 597 de la version anglaise.)

Il est clair que la situation financière de Énergie NB n'est pas saine et la Commission est d'accord avec les conclusions de M<sup>me</sup> MacFarlane exprimées au paragraphe précédent.

La Commission souligne que les projections financières de huit ans contenues dans le plan d'entreprise indiquent que les deux ratios ne s'amélioreront pas considérablement d'ici l'année financière 2008 - 2009, malgré le fait que l'introduction de l'Orimulsion® aura pour effet de diminuer les coûts de production. Ainsi, la situation financière d'Énergie NB ne s'améliorera pas au cours de la présente période de planification, à moins que les revenus de Énergie NB n'augmentent considérablement. Pour y arriver, Énergie NB pourrait juger nécessaire de demander à la Commission d'approuver des augmentations de tarifs. Le cas échéant, la Commission tentera de donner son approbation à toute modification nécessaire d'une manière qui éviterait une explosion des tarifs, pour éviter un effet négatif important sur l'économie de la province.

### **Les recommandations**

Pour les besoins de la formulation de ses recommandations au conseil d'administration de Énergie NB, on a demandé à la Commission d'étudier un nombre de propositions présentées par les intervenants. Le CCNB a recommandé que le projet soit reporté jusqu'à ce que les normes environnementales provinciales en matière d'émissions soient plus certaines et que leur date de prise d'effet soit connue. La Commission est d'accord que la question des normes environnementales en matière d'émissions est très incertaine. La Commission estime qu'Énergie NB a pris les dispositions nécessaires dans ses prévisions financières pour traiter des coûts liés à toute norme environnementale raisonnable qui pourrait être prise en matière d'émissions.

La Province a proposé à la Commission de formuler les recommandations résumées ci-dessous :

1. Il devrait être ordonné à Énergie NB de présenter un plan stratégique dans les douze prochains mois qui soulignerait comment Énergie NB traiterait le tarif possible de 100 \$ la tonne en 2010 imposé pour atténuer les effets du CO<sub>2</sub>. Le plan devrait comprendre un exposé des initiatives de gestion axée sur la demande (GAD), des occasions de production non thermique et de la mise en valeur et de l'utilisation du gaz naturel.

La Commission est d'avis qu'Énergie NB a fourni un exposé raisonnable des mesures qui devraient être prises pour satisfaire à une exigence de 100 \$ la tonne relativement au CO<sub>2</sub>. Dans son contre-interrogatoire, M. Marshall a renvoyé les intervenants à la preuve dans laquelle la VAN des trois options était donnée pour un tel scénario. Il a démontré que pour toute expansion future, les centrales nucléaires constitueraient la seule option viable. La question de la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> n'est pas unique à Énergie NB. Elle touchera plusieurs différentes industries, y compris les producteurs d'énergie indépendants, dans l'avenir. La Commission encourage la Province à adopter des politiques appropriées pour aider Énergie NB et toute industrie existante ou éventuelle au Nouveau-Brunswick.

Pour ce qui est de la GAD, la Commission a déjà ordonné à Énergie NB de traiter ce point dans la preuve à présenter relativement à la demande relative à Point Lepreau.

La Commission ne pense pas qu'il soit indiqué pour Énergie NB d'entreprendre des études sur l'utilisation de la production non thermique ou sur la mise en valeur et l'utilisation du gaz naturel au Nouveau-Brunswick. Ces questions seraient mieux traitées de façon plus intégrée par la Province.

2. Le système de réduction catalytique, dont le coût estimatif se chiffre à 48 millions de dollars, devrait être ajouté maintenant plutôt que plus tard.

Il pourrait être nécessaire de réduire davantage les émissions de NO<sub>x</sub> à un certain moment dans l'avenir, mais il n'est pas clair exactement quand et de combien il faudra réduire ces émissions. Énergie NB a réussi à convaincre la Commission qu'elle disposerait des fonds pour assurer une réduction des émissions de NO<sub>x</sub> si cela s'avérait nécessaire.

3. Le contrat de vingt ans conclu avec BITOR devrait être négocié de façon à avoir une durée initiale de cinq ans avec l'option de le renouveler pour trois périodes consécutives de cinq ans. Une autre possibilité serait de négocier le contrat avec des clauses échappatoires.

Comme il a déjà été mentionné, la Commission est d'avis qu'un contrat d'une durée de cinq ans n'est pas souhaitable.

4. Énergie NB devrait rechercher un associé avec des fonds propres pour investir dans le projet.

La Commission est d'avis que Énergie NB n'a pas besoin d'un associé avec des fonds propres pour investir dans le projet.

### **Recommandation**

La Commission recommandera à Énergie NB de procéder à la remise à neuf de la centrale de Coleson Cove tel qu'il a été proposé dans la preuve.



FAIT à la ville de Saint John le 28ième jour de janvier 2002.

PAR LA COMMISSION

---

Lorraine R. Légère  
Secrétaire