



## **DÉCISION**

**DANS L'AFFAIRE d'une Demande daté le 1er mars 2001  
présentée par la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick  
visant à établir et à prouver la nécessité de tenir une audience  
spécifique en vue d'examiner la question de l'entretien  
ou de l'amélioration de ses installations de production**

**le 11 juillet 2001**

**COMMISSION DES ENTREPRISES DE SERVICE PUBLIC**

**DU NOUVEAU-BRUNSWICK**

## **Introduction**

Le 1<sup>er</sup> mars 2002, la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) a demandé à la Commission des entreprises de service public (la Commission) de tenir une audience générique, avant toute audience spécifique, pour examiner les trois questions suivantes :

1. Est-il raisonnable de penser qu'Énergie NB aura besoin dans l'avenir de l'électricité produite actuellement à Coleson Cove et/ou à Point Lepreau ou de centrales de remplacement?
2. Quels sont les problèmes pertinents qui doivent faire l'objet d'une étude dans le cadre d'une audience spécifique subséquente entourant l'entretien et/ou l'amélioration d'une centrale électrique?
3. Quel genre de preuves Énergie NB doit-elle fournir à ces audiences et quel doit en être l'ampleur?

La preuve préalable au dépôt de la demande a été présentée à la Commission le 2 avril 2001, et la conférence préparatoire à l'audience, en vue de déterminer le déroulement de l'audience, a eu lieu le 17 avril 2001. La Commission a commencé l'audience publique le 4 juin et a entendu les arguments finaux le 6 juin 2001.

Les personnes suivantes ont témoigné pour Énergie NB :

Stewart MacPherson  
Ken Little  
Darryl Bishop  
William Marshall  
Navin Bhutani  
John Dalton, Consultant

Les intervenants officiels étaient :

Conservation Council of New Brunswick  
Emera Corp.  
Enbridge Gas New Brunswick  
Irving Oil Limited  
J.D. Irving Limited  
Ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie du Nouveau-Brunswick  
Nova Scotia Power Corporation  
Rod Gillis  
Saint John Citizens Coalition for Clean Air  
Saint John Énergie

Conformément au paragraphe 40.1(1.1) de la Loi sur les entreprises de service public, 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. La Commission doit alors tenir une audience publique. Les pages suivantes renferment la décision de la Commission par rapport aux trois questions en fonction des résultats des audiences.

1. Est-il raisonnable de penser qu'Énergie NB aura besoin dans l'avenir de l'électricité produite actuellement à Coleson Cove et/ou à Point Lepreau ou de centrales de remplacement?

L'article 2 de la Loi sur l'énergie électrique précise que le mandat d'Énergie NB 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. »

Énergie NB a indiqué qu'elle a l'obligation de répondre aux besoins en électricité de la province. Aucune partie à l'audience n'a contesté cette affirmation.

Il faut donc déterminer les besoins en électricité de la province auxquels Énergie NB doit répondre. Autrement dit, de quelle capacité de production Énergie NB a-t-elle besoin pour satisfaire la demande de pointe que devra soutenir son réseau au cours de la période de planification de 10 ans?

Les besoins en capacité de production comportent deux composantes : la demande de pointe et la réserve requise. La demande de pointe est la demande en électricité la plus élevée que doit soutenir le réseau de production à un moment donné de l'année. La réserve requise correspond à 20 p. 100 de la demande de pointe ou à la plus grande tranche du réseau, selon le chiffre le plus élevé. La réserve est nécessaire pour faire face à des besoins plus élevés que prévu ou pour assurer l'approvisionnement en électricité en cas d'arrêt d'une centrale. Au Nouveau-Brunswick, la demande de pointe coïncide ordinairement avec la journée la plus froide de l'année. On se sert de données historiques pour faire les prévisions des charges et déterminer les provisions pour les fluctuations possibles de la charge.

Énergie NB a présenté une prévision des charges contenant ses estimations de la demande de pointe et de la capacité de production nécessaire pour satisfaire la demande de 2002 à 2011. En 2002, la capacité de production devrait être de 4 026 mégawatts (MW). Pour

satisfaire cette demande, le réseau d'Énergie NB a une capacité de production de 4 089,6 MW, ce qui laisse un surplus de 63,6 MW. En 2007, après la mise à l'arrêt de Point Lepreau, la capacité de production d'Énergie NB ne sera plus que de 3 386 MW, mais la demande sera de 3 690,4 MW. La capacité de production accusera alors un déficit de 304,4 MW.

Toutes les prévisions sont des tentatives de prédire l'avenir et sont donc incertaines. En outre, les prévisions courantes des charges ont été préparées au moment où de nouveaux facteurs additionnels sont apparus, augmentant ainsi le degré d'incertitude. Par exemple, le gaz naturel est maintenant offert au Nouveau-Brunswick comme source d'énergie concurrentielle. Le gouvernement provincial a publié un livre blanc sur la politique énergétique qui évoque la possibilité que des changements importants soient apportés à la production et/ou à l'achat de l'électricité au Nouveau-Brunswick. Le livre blanc traite aussi de certaines initiatives en matière d'efficacité énergétique. Énergie NB a indiqué qu'elle a fait des ajustements pour tenir compte de ces nouveaux facteurs dans sa prévision des charges.

Le Conservation Council of New Brunswick (CCNB) a contesté certains aspects de la prévision des charges d'Énergie NB. Il se demande si la demande en électricité au Nouveau-Brunswick pourrait être réduite davantage que ne le prévoit Énergie NB au moyen de programmes d'efficacité énergétique. Il a aussi mentionné que l'utilisation du gaz naturel, combinée à la possibilité de passer de l'électricité à une autre source d'énergie autre que le gaz naturel, pourrait réduire davantage les besoins en électricité de la province.

On a aussi discuté de la quantité d'électricité qui sera produite par les gros usagers eux-mêmes. Le CCNB a soutenu que la prévision d'Énergie NB de 150 mégawatts (MW) à cet égard est peut-être trop faible.

Énergie NB ne croit pas que ses gros usagers industriels et ses clients de gros se tourneront vers un autre fournisseur pour une partie de leurs besoins en électricité. Ici encore, le CCNB a contesté ce point de vue.

Le CCNB, dans son argument final, a demandé à la Commission d'évaluer attentivement le caractère raisonnable de la prévision des charges. Le ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie (MRNE), dans son argument final, a indiqué qu'il est d'avis qu'Énergie NB a démontré la nécessité de remplacer l'électricité produite à Coleson Cove et à Point Lepreau. J. D. Irving, Limited (JDI), dans ses observations finales, a souligné qu'Énergie NB a démontré que l'électricité produite à Coleson Cove et à Point Lepreau sera nécessaire.

La Commission estime que les quelque 1 000 MW de capacité de production de Coleson Cove sont une composante essentielle du réseau d'Énergie NB. La nécessité des 635 MW de capacité de la centrale de Point Lepreau est une question différente. Selon les prévisions d'Énergie NB, la capacité de production accusera un déficit d'un peu plus de 300 MW en 2007 et d'environ 430 MW en 2011. Le CCNB croit que ces déficits pourraient être beaucoup moins importants, mais il n'a pas offert sa propre estimation des déficits potentiels. Le MRNE et JDI croient que l'entière capacité de production de Point Lepreau sera requise. JDI a dit craindre que l'estimation des déficits a peut-être été mal faite.

La Commission est au courant des récents changements survenus ailleurs. Puisque l'électricité est essentielle, il est crucial d'avoir un approvisionnement en électricité sûr, fiable et suffisant pour répondre aux besoins des clients du Nouveau-Brunswick. Toutefois, une capacité de production dépassant les besoins de la province n'est pas sans un certain risque financier. La capacité de production coûte très cher et a normalement une durée de vie utile très longue. Tous les coûts liés à la capacité excédentaire par rapport aux besoins de la population de la province et

qui ne sont pas couverts par les ventes à l'exportation doivent être supportés par les usagers de la province.

Tout bien considéré, la Commission estime que la prévision des charges présentée par Énergie NB est raisonnable. Elle n'exigera pas d'Énergie NB qu'elle mette à jour sa prévision pour toute audience spécifique au sujet de Coleson Cove.

Il existe des facteurs importants, indépendants de la volonté d'Énergie NB, qui peuvent avoir une incidence sur la nécessité de la capacité de production de 635 MW de Point Lepreau. On ne prévoit pas que Point Lepreau fera l'objet d'une demande d'audience spécifique avant 2002. La Commission croit comprendre qu'il était d'usage chez Énergie NB de faire une prévision des charges tous les ans. D'importantes sommes, carrément des centaines de millions de dollars, sont en jeu. C'est pourquoi la Commission croit qu'il serait sage d'avoir des données plus à jour avant d'envisager une audience spécifique au sujet de Point Lepreau. Par conséquent, la Commission ordonne à Énergie NB de déposer une prévision des charges mise à jour trois mois avant de demander une audience spécifique au sujet de Point Lepreau. Cette prévision devra tenir compte de tout changement important et traiter plus particulièrement de la gestion axée sur la demande, d'efficacité énergétique, de la pénétration du marché par le gaz naturel et de la conversion au gaz naturel, de l'autoproduction par les gros usagers et de la fourniture de l'électricité par d'autres entreprises qu'Énergie NB.

Les données feront l'objet d'un examen public. La Commission croit que l'audience publique débutera environ un mois et demi après qu'Énergie NB aura déposé sa prévision à jour. La Commission prévoit rendre sa décision sur les besoins prévus de la province en électricité dans la semaine suivant la fin de l'audience basée sur la prévision à jour. La Commission discutera avec Énergie NB du calendrier des travaux et croit que cette audience pourra se

dérouler sans toucher indûment le choix du moment d'une audience spécifique sur Point Lepreau.

2. Quels sont les problèmes pertinents qui doivent faire l'objet d'une étude dans le cadre d'une audience spécifique subséquente entourant l'entretien et/ou l'amélioration d'une centrale électrique?

Dans la pièce 6 d'Énergie NB, la demanderesse a fait connaître son opinion quant aux questions pertinentes qui devraient être examinées dans le cadre d'audiences spécifiques subséquentes au sujet des centrales. Cette proposition a servi de documentation pour le contre-interrogatoire. À la suite des débats à l'audience, Énergie NB a reformulé plus en détail sa proposition et l'a intégrée dans sa pièce 9. Copie de la pièce 9 d'Énergie NB sera annexée à la décision écrite. La Commission a numéroté les pages pour en faciliter la consultation.

Dans l'ensemble, la Commission accepte la proposition d'Énergie NB, telle qu'elle est formulée dans sa pièce 9, pour ce qui est des questions pertinentes qui devraient être examinées dans le cadre d'audiences spécifiques subséquentes sur la remise à neuf de la centrale de Coleson Cove et de la centrale de Point Lepreau. Toutefois, la Commission est d'avis qu'il pourrait être avantageux d'étudier d'autres sources d'approvisionnement. La Commission ordonne donc à Énergie NB d'évaluer les deux possibilités suivantes :

- a) *Rachat du contrat d'approvisionnement en électricité conclu avec Hydro Québec*

Dans la preuve qu'elle a produite à l'audience sur les tarifs en 1993, Énergie NB a indiqué qu'elle avait conclu avec Hydro Québec un contrat d'approvisionnement en électricité de 20 ans. Selon ce contrat, elle devait fournir à Hydro Québec 400 MW d'électricité à partir du



1<sup>er</sup> novembre 1991, puis 300 MW à partir de novembre 1998 et enfin, 200 MW à partir de novembre 2002. Le contrat prend fin en 2011. Pour l'exécution de ce contrat, quatre turbines à combustion de 100 MW ont été mises en service à la centrale de Millbank. La Commission reconnaît que ce contrat continue d'assurer à Hydro Québec un approvisionnement de relève pendant sa demande de pointe.

Dans la preuve préalable au dépôt de la demande de l'audience sur les tarifs de 1993, on voit qu'Énergie NB envisageait d'utiliser les turbines à combustion comme un moyen d'alimenter la charge de pointe (volume 2, section 6, page 6). Si Énergie NB disposait de cette capacité, ses besoins en capacité de production seraient moindres. La Commission estime que cela pourrait être avantageux. Elle ordonne donc à Énergie NB d'étudier la possibilité de racheter le contrat d'approvisionnement de 200 MW conclu avec Hydro Québec. On pourrait ainsi réduire la prévision de la charge garantie qui figure au tableau II de l'Étude de la charge et des ressources d'Énergie NB (page 33 de la pièce 1 d'Énergie NB). Le coût du rachat pourrait ensuite être comparé aux autres sources d'approvisionnement à l'étude.

*b) Rachat des deux turbines à combustion vendues à Enron Corp*

La Commission sait qu'Énergie NB a vendu deux turbines à combustion à Enron Corp. à l'automne 2000. Il s'agit de deux des quatre turbines de la centrale de Millbank; elles se trouvent d'ailleurs encore à cette centrale. Puisque ces turbines pourraient être rebranchées au réseau d'Énergie NB, la Commission ordonne à cette dernière d'étudier la possibilité de racheter ces turbines, car elles représentent une source d'approvisionnement possible.

La Commission est d'avis qu'il est peu probable que le marché change au point où on n'aurait plus besoin de la capacité de production de 1 000 MW de Coleson Cove. Pour cette raison, et compte tenu du fait que Coleson Cove fonctionne et devrait continuer de fonctionner

pendant de nombreuses années, la Commission s'attend à ce qu'Énergie NB explique pourquoi il est nécessaire de la remettre à neuf ou de construire une centrale de remplacement lorsqu'elle demandera une audience spécifique au sujet de Coleson Cove.

À la page 36 de la pièce 1 d'Énergie NB, soit la preuve préalable au dépôt de la demande, Énergie NB énumère les possibilités qu'elle étudie actuellement pour faire face aux déficits projetés après 2006. Des questions soulevées et des témoignages entendus lors de l'audience ont permis de déterminer les sources d'approvisionnement en électricité qui pourraient être considérées pour chaque projet. La Commission demande à Énergie NB d'examiner toutes les sources d'approvisionnement raisonnables relativement au projet de remise à neuf de Coleson Cove et de Point Lepreau. Énergie NB doit définir toutes les possibilités qui seront examinées dans le processus d'évaluation décrit dans sa pièce 9.

À la page 2 (exigences en matière d'environnement) de sa pièce 9, Énergie NB souligne qu'à son avis, les questions qui feront l'objet d'une révision lors de l'étude d'impact sur l'environnement ne devraient pas servir de critères d'évaluation du projet. Dans ses observations finales (p. 422 et 423 de la transcription), le MRNE a fortement contesté cette position et a dit croire que des audiences publiques ne peuvent pas être tenues sans qu'on traite des questions en matière d'environnement, et surtout des coûts.

La Commission estime que le processus d'études d'impact sur l'environnement prévu par le règlement EIE de la province est la meilleure méthode pour examiner les questions touchant les effets potentiels sur l'environnement. L'étape d'enregistrement prévue par le règlement ne prévoit pas de consultation officielle du public, mais il est entendu que toute personne peut présenter des observations sur n'importe quel projet. La Commission estime que ses audiences ne sont pas l'endroit approprié pour étudier ou trancher des questions qui sont clairement du

ressort du ministère de l'Environnement et des Gouvernementaux locaux. Elle est d'avis que le Ministère voudra peut-être mettre à jour son processus de réglementation pour assurer une consultation adéquate du public dans le cadre de toute étude environnementale, que ce soit en vertu du règlement sur les études d'impact sur l'environnement ou de tout autre règlement qui relève de sa compétence.

La Commission prévoit qu'il faudra engager des dépenses pour satisfaire aux normes environnementales dans le cadre des travaux d'amélioration d'une centrale. Pour bien tenir compte de ces coûts dans l'ensemble des coûts d'un projet, la Commission ordonne à Énergie NB de préciser ces renseignements en vue de toute audience spécifique.

À la lumière du calendrier des projets, la Commission reconnaît que l'étude d'impact sur l'environnement et l'audience spécifique concernant la conversion de Coleson Cove peuvent se dérouler simultanément. En outre, la Commission s'attend à ce qu'Énergie NB soit en mesure d'estimer les coûts qu'il lui faudra engager pour satisfaire à temps aux normes environnementales en vue de l'audience spécifique avant de recevoir la décision du ministre de l'Environnement et des Gouvernementaux locaux. Par conséquent, la Commission ne prévoit pas retarder l'audience spécifique au sujet de Coleson Cove pour attendre la décision en matière d'études d'impact sur l'environnement. Cependant, pour ce qui est de toute audience connexe concernant les pipelines, la Commission ne prévoit pas rendre sa décision avant qu'Énergie NB ait reçu la décision nécessaire.

Énergie NB a décrit un processus en deux étapes pour l'évaluation des différentes sources d'approvisionnement en électricité. La première étape porte sur la fiabilité, les coûts de l'électricité et les critères environnementaux et vise à éliminer les possibilités non viables. La deuxième étape utilise les critères de la première étape ainsi que les conséquences financières,

les facteurs de risque, les stratégies d'atténuation des risques, les répercussions sur le marché de l'exportation et les effets associés à la fin de la durée de vie aux fins d'une comparaison globale des possibilités viables. La Commission accepte la méthode d'évaluation telle qu'elle a été présentée dans la pièce 9 d'Énergie NB.

3. Quel genre de preuves Énergie NB doit-elle fournir à ces audiences et quel doit en être l'ampleur?

La Commission accepte les données générales présentées dans la pièce 9 d'Énergie NB relativement à la troisième question. Toutefois, pour assurer une meilleure compréhension des critères d'évaluation, la Commission ordonne à Énergie NB de fournir, pour chaque critère, une description de l'objectif, une description détaillée des éléments individuels et leur pondération relative.

Pour ce qui est du critère des coûts de l'électricité, la Commission ordonne à Énergie NB de calculer le coût de production d'un kilowatt pour chaque source d'approvisionnement viable. La Commission exigera un examen approfondi des diverses composantes et de leurs coûts qui forment le coût de production. On pourra ainsi, comme l'a suggéré le MRNE dans son argument final, comparer convenablement toutes les possibilités.

Comme il a déjà été mentionné, la Commission accepte le processus d'évaluation en deux étapes décrit dans la pièce 9 d'Énergie NB comme un moyen de déterminer les possibilités viables. La Commission croit que ce processus permettra effectivement à Énergie NB de ne pas analyser et étudier davantage certaines possibilités. Même si le processus est clair, il n'y a eu aucune indication qu'une justification sera donnée si une possibilité est écartée de l'analyse. La

Commission ordonne donc à Énergie NB d'exposer ses motifs et son analyse chaque fois qu'elle écartera une source d'approvisionnement possible, que ce soit à la première ou à la deuxième étape de l'évaluation.

La Commission ordonne également à Énergie NB de coter la capacité de production de chaque possibilité viable. Si la capacité de production varie grandement d'une possibilité à une autre, il faudra expliquer un tel écart. Par exemple, une demande d'audience spécifique au sujet de Point Lepreau devra clairement distinguer entre la capacité de production d'électricité pour les besoins de la province et la capacité de production pour les ventes à l'exportation. Les profits des ventes à l'exportation doivent être comparés aux coûts engagés pour réaliser ces ventes.

En plus d'une analyse détaillée sur la qualité de l'air et les stratégies d'atténuation pour les deux projets et leurs solutions de rechange viables, la Commission exigera également une analyse détaillée de la gestion de l'eau, des eaux usées et des déchets solides et les coûts connexes actuels et futurs.

Tout au long de l'audience, Énergie NB a soutenu qu'elle a convenablement expliqué dans sa preuve la réduction possible de la demande en électricité qui pourrait résulter d'initiatives d'efficacité énergétique. De l'avis d'Énergie NB, il ne devrait rester qu'à régler lors de futures audiences la question de savoir comment répondre à la charge prévue. Dans leur argument final, le MRNE et le CCNB ont tous deux souligné le besoin d'évaluer davantage la gestion axée sur la demande comme solution de rechange aux projets axés sur l'offre. Plus précisément, le MRNE a demandé qu'une évaluation de la gestion axée sur la demande soit ajoutée à l'analyse en deux étapes et que les motifs de ne pas la retenir dans l'analyse soient fournis. Le MRNE croit que la gestion axée sur la demande peut être très avantageuse pour l'environnement.

Même si la Commission reconnaît le bien-fondé d'une analyse sérieuse de la gestion axée sur la demande, elle s'attend à ce qu'Énergie NB demandera très bientôt une audience concernant le projet de Coleson Cove. La Commission a déjà dit qu'elle est d'avis qu'il a été bien prouvé que la capacité de production de 1 000 MW répond à un réel besoin. La Commission n'exigera donc pas d'Énergie NB qu'elle s'attarde davantage sur la question de la gestion axée sur la demande dans sa demande d'audience au sujet de Coleson Cove. Toutefois, comme il a déjà été précisé, la Commission exigera que les prévisions à jour tiennent compte du potentiel de la gestion axée sur la demande.

Dans la pièce 9 d'Énergie NB, il est clairement précisé que l'évaluation des projets ne portera sur aucune question scientifique et sociale. D'ailleurs, des témoins d'Énergie NB ont indiqué, en contre-interrogatoire, qu'ils sont d'avis qu'il est suffisant de respecter les normes établies par le gouvernement. La Commission estime qu'il est justifié d'exiger d'Énergie NB qu'elle définisse uniquement les coûts nécessaires pour satisfaire aux normes du gouvernement. La Commission est d'avis qu'une évaluation de la politique sociale et des questions de santé humaine devrait plutôt être faite par les ministères qui ont le mandat d'établir des politiques dans ces domaines. La Commission sait que dans d'autres administrations, des facteurs externes sont considérés dans le cadre de l'évaluation environnementale en général. Notons toutefois que la Commission n'a pas le mandat, en vertu de la loi, de se pencher sur de telles questions.

La conversion de la centrale de Coleson Cove au combustible Orimulsion<sup>TM</sup> est une partie intégrante de la remise à neuf de cette centrale. Le CCNB a exprimé ses préoccupations quant à la responsabilité juridique et aux coûts de nettoyage en cas de déversement d'Orimulsion<sup>TM</sup>. La Commission ordonne à Énergie NB de faire, dans son analyse de sensibilité, une analyse de ces coûts et de tous les autres coûts éventuels pour chaque possibilité viable.

FAIT à Saint Jean le 11ième jour du mois juillet 2001.

POUR LA COMMISSION

---

Lorraine R. Légère  
Secrétaire

Decision attachment – below

Question 1

**Besoin de la capacité de produire de Coleson Cove et de Point Lepreau**

## **Nature de l'électricité**

L'électricité ne peut être stockée.

L'offre doit toujours égaler la demande.

Il faut prévoir des installations de production de réserve.

## **Objectifs d'Énergie NB**

1. Fournir un approvisionnement énergétique fiable.
2. Satisfaire aux impératifs environnementaux.
3. Offrir l'énergie la moins chère.

## **Évolution de l'industrie**

La croissance de la demande a ralenti ces dernières années.

La situation de l'offre est beaucoup plus rigoureuse aujourd'hui.

L'insuffisance de l'approvisionnement peut avoir des conséquences catastrophiques (Californie).

## **Situation au Nouveau-Brunswick**

On a peu de surplus à l'heure actuelle.

On prévoit que l'accroissement de la demande sera pratiquement nul.

L'économie du Nouveau-Brunswick étant très énergivore, nous ne pouvons nous permettre d'en manquer.



## **Autorisations demandées**

1. Les prévisions de demande d'Énergie NB sont acceptées en raison de leur caractère raisonnable.
  - Les fluctuations des prévisions de demande devront être fournies en vue des évaluations de la sensibilité lors de l'audience sur le projet afin de permettre l'analyse de la solidité de tout projet de remise en état.
  - Les renseignements sur la sensibilité ne seront pas fournis dans le but de réexaminer la question 1.
2. L'étude de la demande et des ressources effectuée par Énergie NB est acceptée en raison de son caractère raisonnable.
3. Nous avons besoin de Coleson Cove, de Point Lepreau et d'installations de remplacement pour assurer la fiabilité de l'approvisionnement en électricité au Nouveau-Brunswick.
4. Étant donné que les prévisions de demande contiennent déjà des réserves considérables pour tenir compte des mesures de réduction de la demande, Énergie NB pourra se contenter d'examiner les facteurs agissant sur l'offre dans tout projet de remise en état.

### **Question 2**

#### **Enjeux pertinents**

### **Définition du projet**

Critères d'évaluation du projet :

1. Fiabilité de l'approvisionnement
  - Évaluation quantitative de la contribution de la fiabilité
2. Coût de l'énergie
  - Coût du cycle de vie
  - Coûts comptables la première année
  - Coûts connexes propres à l'entreprise

3. Impératifs environnementaux (normes actuelles et proposées)
  - Respecter les normes sur les émissions d'oxyde de soufre, d'oxyde d'azote, de mercure et de particules;
  - Évaluation quantitative des émissions de CO<sub>2</sub> et conséquences financières possibles;
  - Aucune réflexion sur les enjeux scientifiques et sociaux;
  - Systèmes de transport du combustible, du calcaire et de l'ammoniac;
  - Pas de répétition des questions soulevées lors de l'étude d'impact.
  
4. Répercussions financières
  - Besoins d'emprunt;
  - Répercussions sur les recettes nettes.
  
5. Facteurs de risque et stratégies d'atténuation (gestion des risques)
  - Incertitude réglementaire, notamment au sujet de la concurrence sur le marché de détail;
  - Évolution des normes environnementales (en particulier pour le CO<sub>2</sub>).
  
6. Répercussions sur le marché de l'exportation
  - Accès concurrentiel, y compris le partage des frais, les ententes de niveau intermédiaire, Neptune (sous réserve des ententes de confidentialité);
  - Avantages à l'exportation;
  - Répercussions futures sur le transport, y compris l'analyse des coûts de congestion.

## **Question 2**

### **Enjeux pertinents (suite)**

#### **Mécanisme d'examen des solutions de rechange au projet**

1. Détermination des solutions de rechange
  - Projets de production d'énergie (énergie classique, nouvelles installations nucléaires et énergies renouvelables, dont l'énergie éolienne);
  - Achats d'énergie (renseignements sur l'Ontario et Terre-Neuve);
  - Production d'électricité par les clients;
  - Aucune autre solution liée à la demande ne sera prise en considération.
  
2. Évaluation des solutions de rechange
  - Les critères de la fiabilité, du coût de l'énergie et du respect de l'environnement serviront à sélectionner les solutions de rechange viables.
  
3. Sélection des solutions de rechange viables
  
4. Comparaison approfondie du projet et des solutions de rechange viables
  - Utilisation des six critères;
  - Conséquences finales en fonction des durées différentes des projets.
  
5. Détermination de la solidité globale du projet au moyen de l'analyse de la sensibilité
  
6. L'analyse de la sensibilité en vue de la comparaison avec les solutions de rechange viables devra tenir compte des fluctuations dans
  - les prévisions de demande (+ ou – 13 p. 100);
  - le prix du combustible;
  - les prix sur le marché de l'exportation;
  - les taux d'escompte (entreprise privée avec taxes et TRI);
  - le coût des investissements (+ ou – 25 p. 100);
  - le coût de l'atténuation des effets sur l'environnement.

### **Question 3**

### **Nature et valeur de la preuve**

#### **Aperçu de la politique**

1. Description du projet, y compris l'état de la demande d'étude d'impact sur l'environnement.
2. Moteurs du projet :
  - Normes sur les rejets dans l'environnement;
  - Facteurs qui limitent le potentiel.
3. Évolution de la production d'électricité et de l'industrie nucléaire.
4. Résumé de l'évaluation.

#### **Projet de remise en état – Preuve générale**

1. Évaluation de la condition de l'usine de production (principales composantes);
2. Plan de remise en état : date du début, ampleur, coûts et calendrier de construction, antécédents.
3. Énergie de remplacement pendant la construction.
4. Vie utile prévue.
5. Coûts fixes et variables de l'énergie (y compris les investissements prévus en immobilisations et en entretien ainsi que les investissements réalisés avant la demande).

#### **Preuve propre au projet de Coleson Cove**

1. Stratégies prévues d'atténuation des effets sur l'environnement, coûts connexes et niveaux d'émissions.
2. Valeur marchande des émissions, le cas échéant, et méthode de calcul.
3. Émissions sous forme de métaux lourds ou d'effluents liquides.
4. Caractéristiques, disponibilité et utilisation mondiale de l'orimulsion.
5. Plan de livraison du combustible, justification du choix de la solution retenue, risques de déversement et coûts.
6. Facteurs de risque propres à l'approvisionnement d'orimulsion.
7. Efficacité de la conversion d'énergie, sauf en présence de renseignements confidentiels.
8. Ventes dans la province et à l'exportation avant et après la remise en état.
9. Normes de conception du matériel de rejet.
10. Coût du maintien de la biénergie.
11. Contrat relatif à l'orimulsion (transmis confidentiellement à la Commission);

12. Coût et émissions en cas de retour au mazout.

### **Question 3**                      **Nature et valeur de la preuve (suite)**

#### **Preuve propre au projet de Point Lepreau**

1. Considérations environnementales (émissions évitées, dont celles produites par des sources indépendantes, et niveaux d'émissions, y compris de métaux lourds et d'effluents liquides).
2. Plan de déclasserement et coûts.
3. Enlèvement des matières radioactives pour la remise en état.
4. Plan de gestion du combustible irradié et coûts.
5. Facteurs de risque propres à l'énergie nucléaire (dont les coûts et le calendrier de construction, la fiabilité de l'exploitation et la dotation).
6. Licences.
7. Questions de comptabilité nucléaire.
8. Financement du déclasserement et de la gestion du combustible irradié.
9. Renseignements de Pickering A sur le rendement après la remise en état.
10. Coûts d'une deuxième unité, le cas échéant.

#### **Solutions autres que la remise en état**

1. Définition des solutions de rechange pour l'approvisionnement.
2. Coûts (fixes et variables) de l'énergie.
3. Vie utile prévue.
4. Stratégies prévues d'atténuation des effets sur l'environnement, coûts connexes et niveaux d'émissions en vue de respecter et de surpasser les normes environnementales, y compris l'atténuation des émissions de dioxyde d'azote de la production de gaz par cycle combiné.
5. Ravitaillement en combustible.
6. Facteurs de risque.
7. Coûts de la poursuite de la production nucléaire sans remise en état de Point Lepreau.

#### **Comparaison des solutions de rechange**

1. Comparaison des coûts de l'énergie :
  - Coût moyen actualisé du cycle de vie;

- Coûts comptables la première année.
- 2. Comparaison des avantages sur le marché de l'exportation.
- 3. Comparaison des niveaux d'émissions.
- 4. Répercussions financières, y compris des prévisions financières sur huit ans avec et sans remise en état.
- 5. Analyse de la sensibilité des variables économiques, des ventes dans la province et à l'exportation et des taux d'escompte.
- 6. Évaluation des risques, y compris les possibles coûts additionnels attribuables aux règlements sur les gaz à effet de serre.
- 7. Répercussions socio-économiques :
  - Niveau sommaire seulement.