

Chapitre 6

Énergie NB

Remise à neuf de la centrale de Point Lepreau – phase I

Contenu

Introduction.....	259
Étendue.....	259
Résumé des résultats.....	260
Contexte général.....	265
Remise à neuf de la centrale de Point Lepreau (CPL).....	266
Coûts de la remise à neuf.....	276

Énergie NB

Remise à neuf de la centrale de Point Lepreau – phase I

Introduction

6.1 La remise à neuf de la centrale de Point Lepreau (CPL) est l'un des plus grands projets d'immobilisations jamais entrepris par la province du Nouveau-Brunswick. On estime à 1,4 milliard de dollars le coût en capital final engagé par Énergie NB. Un autre milliard de dollars de dépenses pour les frais d'exploitation de la Corporation d'énergie nucléaire Nouveau-Brunswick (Énergie nucléaire NB) et les frais marginaux de l'énergie de remplacement engagés par Énergie NB pendant la durée de remise à neuf a été reporté à un compte spécial. Énergie NB a l'intention de rembourser le coût de remise à neuf s'élevant à 2,4 milliards de dollars (moins tout recouvrement obtenu d'autres sources) au cours des 27 prochaines années au moyen des tarifs d'électricité de la province.

6.2 La remise à neuf aura duré 37 mois de plus et coûté 1 milliard de dollars de plus que prévu. Étant donné l'ampleur de ce projet d'immobilisations et la probabilité qu'Énergie NB entreprenne d'autres grands projets d'immobilisations à l'avenir, nous croyons que ce chapitre présente un grand intérêt pour l'Assemblée législative et les contribuables du Nouveau-Brunswick, dont la plupart sont aussi des clients d'Énergie NB.

Étendue Phase I

6.3 Nous avons décidé de mener notre examen en deux étapes. Voici les objectifs de la première phase :

1. décrire les éléments clés de la planification et de l'exécution de la remise à neuf de la CPL par Énergie NB;
2. présenter un sommaire des montants constitutifs du

compte d'immobilisation de 1,4 milliard de dollars et du compte de report d'un milliard de dollars se rapportant à la remise à neuf.

Phase II

6.4 Pendant la deuxième phase, nous avons l'intention de continuer notre examen de la remise à neuf. En particulier, nous compléterons des analyses et des contrôles plus détaillés des principaux composants des coûts du projet, et évaluerons leur caractère raisonnable à partir de l'information présentée dans ce chapitre. Nous planifions faire état des résultats de cette deuxième phase dans notre rapport de 2014.

6.5 Dans le cadre de nos recherches d'information pour le présent chapitre, nous avons mené des entrevues avec divers représentants d'Énergie NB et visité la centrale de Point Lepreau. Nous avons aussi passé en revue les procès-verbaux du conseil d'administration d'Énergie NB et de son comité de surveillance nucléaire, assisté à plusieurs audiences sur les tarifs d'Énergie NB de la Commission de l'énergie et des services publics (CESP) et examiné d'autres documents. Enfin, nous avons examiné et résumé l'information sur les coûts de la remise à neuf.

6.6 Certaines informations financières, statistiques et autres contenues dans le présent chapitre ont été assemblées à partir de données fournies par Énergie NB. Elles n'ont pas été auditées ni vérifiées d'aucune manière. Les lecteurs sont avertis que ces informations financières, statistiques et autres peuvent ne pas convenir à leurs fins.

Résumé des résultats

Processus de prise de décision

6.7 L'accord final du gouvernement concernant la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau a été annoncée par le premier ministre le 29 juillet 2005. Les conseils d'administration d'Énergie nucléaire NB et de la Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick avaient auparavant recommandé de procéder à la remise à neuf.

6.8 La décision initiale de conclure un contrat sous certaines conditions avec Énergie atomique du Canada limitée (EACL) a été prise en 2001; cette décision n'aura été remise en question qu'en 2004 avec le dépôt du rapport du consultant externe engagé par la province. Bien que ses recommandations aient été formulées trois ans après le début du processus de prise de décision, elles auront donné lieu à :

- un examen approfondi du projet d'accord entre EACL et Énergie NB, notamment en ce qui concerne les coûts à payer et les risques assumés par les deux parties;
- un examen sommaire des solutions autres que celle de remettre à neuf le réacteur par EACL.

Les risques n'ont pas été adressés adéquatement dans le processus de prise de décision

6.9 D'autres risques n'ont pas été adressés adéquatement dans le processus de prise de décision, notamment :

- Le risque pour la province de financer seule un projet d'une telle envergure. La recherche d'un partenaire n'a commencé qu'après le dépôt du rapport par le consultant externe du gouvernement en 2004, et s'est finalement soldée par un échec.
- Le risque associé à la période de temps nécessaire pour recouvrer tous les coûts de remise à neuf, estimée à 27 ans par Énergie NB. (p. eg. Est-ce que la CPL va continuer de produire de l'énergie, et donc des recettes, tout au long de la période entière.) (Remarque – L'organisme de réglementation d'Énergie NB, la Commission de l'énergie et des services publics (CESP), a ultérieurement approuvé cette estimation.) Le coût de construire ou de remettre à neuf une centrale nucléaire peut être plus élevé que les coûts de construction ou de remise à neuf d'autres options de production d'énergie. Ceci apporte un élément de risque plus élevé puisque plus de dollars investis doivent être recouverts pendant une longue période. Si le contexte commercial n'est ni stable ni favorable, ceci augmente le risque d'obtenir un recouvrement intégral au long de la longue période de recouvrement. Il semble qu'on ait présumé que le contexte commercial dans lequel allait évoluer Énergie NB tout au long de la vie utile de la CPL remise à neuf serait relativement stable. Toutefois, pendant la période de planification et d'exécution de la remise à neuf, on a procédé à la restructuration d'Énergie NB, on a tenté de vendre la totalité ou une partie de la Corporation, on a envisagé la construction d'un deuxième réacteur nucléaire à Point Lepreau, et une partie d'EACL, l'entrepreneur direct, a été vendue. De plus, la croissance de la demande provinciale en électricité stagne depuis quelques années.
- Le risque associé aux coûts importants de la planification de la remise à neuf de la CPL (90,2 millions de dollars ou 6,4 % du coût original de

1,4 milliards de dollars du projet), engagés avant même qu'une décision définitive n'eût été prise; ces coûts ne présentent aucun intérêt si une autre solution est retenue. Énergie NB a indiqué qu'un pourcentage faible des coûts totaux de projet sont généralement engagés progressivement pendant l'étape de planification d'un projet de cette envergure, et que de tels coûts sont nécessaires afin d'assurer que les décideurs aient accès à de l'information adéquate au sujet des options considérées.

Recommandation pour les prochains grands projets d'immobilisations

Fin et surveillance des travaux de remise à neuf de la CPL

Retard des travaux de remise à neuf de la CPL

Surveillance du processus de remise à neuf de la CPL

Coûts reliés au processus de remise à neuf de la CPL

Coût total de la remise à neuf de la CPL

6.10 Notre recommandation en ce qui concerne le processus de prise de décision pour les prochains grands projets d'immobilisations est présentée à la pièce 6.1.

6.11 La remise à neuf de la CPL était pratiquement terminée en mai 2012. Des représentants d'Énergie NB ont indiqué que l'installation de 380 tubes de cuve a été retardée de 15,5 mois en raison de dommage physique accidentel aux forages des plaques de tube de cuve qui a entraîné la réinstallation des tubes. Énergie NB a déclaré que la centrale était commercialement viable en novembre 2012. C'est à partir de ce moment qu'est réputée avoir commencé la durée de vie utile prolongée de 27 ans de la CPL.

6.12 L'effet financier sur Énergie NB du retard dans les travaux de remise à neuf était encore débattu en octobre 2013. Un litige contre l'assureur du projet pour recouvrer une portion importante des pertes découlant du retard est en cours.

6.13 Nous avons trouvé des preuves indiquant une structure de surveillance rigoureuse tout au long du projet de remise à neuf. Y ont pris part les membres des conseils d'administration d'Énergie NB et d'Énergie nucléaire NB, de même que la haute direction et le personnel de gestion des opérations d'Énergie NB et d'EACL.

6.14 En novembre 2012, les coûts de remise à neuf de la CPL se chiffraient à 2,4 milliards de dollars. Ce montant inclut 1,4 milliard de dollars de coûts en capital directs pour la remise à neuf et un milliard supplémentaire de coûts reportés que l'on englobe dans le coût global de la remise à neuf conformément aux dispositions réglementaires. Ces montants dépassent d'un milliard de dollars les coûts estimés à un milliard de dollars de coûts en capital et à

0,4 milliard de coûts reportés.

Coûts en capital de la remise à neuf de la CPL

6.15 Les coûts en capital du projet incluent tous les coûts directs qui découlent de la planification et de l'exécution des travaux de remise à neuf de la CPL, y compris les travaux effectués par des entrepreneurs tiers et le personnel d'Énergie NB, de même que les coûts de financement engagés pendant la période de construction.

6.16 Les éléments clés des coûts en capital comprennent 90,2 millions de dollars pour la planification et le lancement du projet; 780,3 millions de dollars pour les services professionnels et contractuels; 260,5 millions de dollars pour les coûts internes d'Énergie NB; et 292,9 millions de dollars pour les intérêts capitalisés.

Coûts reportés de la remise à neuf de la CPL

6.17 Les coûts reportés sont des charges engagées par Énergie nucléaire NB et la Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick (Production Énergie NB) découlant de la mise hors service de la CPL et, par conséquent, de l'absence de production d'énergie pendant la période de remise à neuf. Ces coûts ne sont pas éligibles à être capitalisés conformément aux normes comptables en matière d'immobilisations qui s'appliquent à Énergie NB. Toutefois, ils peuvent être recouverts des clients au cours des périodes futures (c'est-à-dire des clients qui utilisent l'énergie produite par la CPL remise à neuf) au moyen du processus de fixation des tarifs de la CESP.

6.18 En novembre 2012, les coûts reportés cumulatifs comprenaient 839,8 millions de dollars en frais d'exploitation pour Énergie nucléaire NB, 1 032,9 millions de dollars en énergie de remplacement pour Production Énergie NB, 112,0 millions de dollars en intérêts débiteurs imputables au report; moins un crédit de 957,1 millions de dollars pour la répartition des recettes provenant des clients pendant la remise à neuf.

Pièce 6.1 – Sommaire des recommandations

Recommandations	Réponse du ministère	Date cible de la mise en œuvre
<p>6.31 À partir de nos observations sur le processus de prise de décision entourant la remise à neuf de la Centrale de Point Lepreau, nous recommandons ce qui suit pour tous les grands projets d'immobilisations qu'Énergie NB entreprendra à l'avenir :</p> <ul style="list-style-type: none"> le processus de prise de décision soit clairement documenté, y compris l'identification des rôles et des responsabilités de chaque acteur clé (ex. : Énergie NB, la province, entrepreneurs externes, organismes de réglementation, comme la Commission de l'énergie et des services publics, etc.), avant que des dépenses importantes ne soient engagées; un calendrier de prise de décision soit élaboré et ait reçu l'approbation des acteurs clés; toutes les solutions viables soient repérées et fassent l'objet d'une analyse, aussitôt que possible dans le processus; les dépenses engagées avant la prise de décision soient limitées à ce qui est nécessaire afin d'évaluer et atténuer adéquatement les risques liés aux options considérées avant de choisir l'option préférée; les services d'un expert externe et indépendant soient retenus pour orienter le processus de sélection de la meilleure solution; repérer et élaborer des stratégies d'atténuation de tous les risques importants; repérer les soumissionnaires préférés; et s'assurer d'obtenir le meilleur résultat possible pour les clients provinciaux; le processus soit transparent et le public soit informé des critères à être utilisés aux fins de prise de décision, de l'avancement du processus de prise de décision et des principaux motifs appuyant la solution préférée. 	<p><i>Une gestion de projet efficace est essentielle à la réalisation des buts et objectifs stratégiques d'Énergie NB. La remise à neuf de la centrale de Point Lepreau a été le plus grand projet d'immobilisations réalisé par Énergie NB depuis des décennies.</i></p> <p><i>Énergie NB s'est engagée à apprendre de cette expérience précieuse afin d'accroître l'efficacité et le rendement de ses processus de gestion de projet. Énergie NB valorise et appuie les recommandations formulées dans le présent rapport et les appliquera dans le cadre des travaux entamés par la création d'un nouveau Bureau de gestion de projet d'entreprise.</i></p> <p><i>Le Bureau de gestion de projet d'entreprise permettra d'assurer une approche systématique et cohérente de la gestion des grands projets d'Énergie NB. Le Bureau de gestion de projet d'entreprise établira les exigences relatives aux plans de gestion et de gouvernance des projets officiels pour chaque grand projet, qui comprend la clarification des rôles et des responsabilités de tous les principaux partenaires du projet.</i></p> <p><i>Toutes les approbations de projets majeurs et les dépenses suivront une approche progressive ou graduelle, qui comprend les approbations requises de divers participants, notamment le conseil d'administration d'Énergie NB et les organismes de réglementation. L'approche intégrera également des processus de consultation afin d'encourager la participation de conseillers externes, du public et des collectivités des Premières Nations, dans l'examen des options du projet.</i></p> <p><i>Les recommandations formulées dans le rapport seront complétées et intégrées dans le cadre de la gestion de projet d'Énergie NB qui sera appliquée dans le cadre du prochain projet majeur d'Énergie NB.</i></p>	<p>12 à 18 mois</p>

Contexte général

Corporation d'énergie nucléaire Nouveau-Brunswick (Énergie nucléaire NB)

6.19 La Corporation d'énergie nucléaire Nouveau-Brunswick (Énergie nucléaire NB) est responsable des activités courantes de la Centrale de Point Lepreau (CPL), y compris pendant la période de remise à neuf. Énergie nucléaire NB a son propre conseil d'administration et l'autorisation légale de conclure des contrats. Elle rend des comptes à la province par l'intermédiaire de son organisation mère, la Corporation de portefeuille Énergie NB. Les mêmes directeurs travaillent à la fois pour Énergie nucléaire NB et pour la Corporation de portefeuille Énergie NB. L'annexe I fournit de plus amples renseignements sur la structure du groupe d'entreprises d'Énergie NB en place au moment de la remise à neuf.

6.20 Énergie nucléaire NB a pris en charge la remise à neuf de la CPL, dès que la décision de procéder a été prise. Des représentants d'Énergie NB nous ont indiqué que la remise à neuf a créé jusqu'à 2 000 emplois pendant la période de construction. La CPL emploie environ 800 travailleurs permanents.

Tendance à la baisse de la demande en électricité dans la province

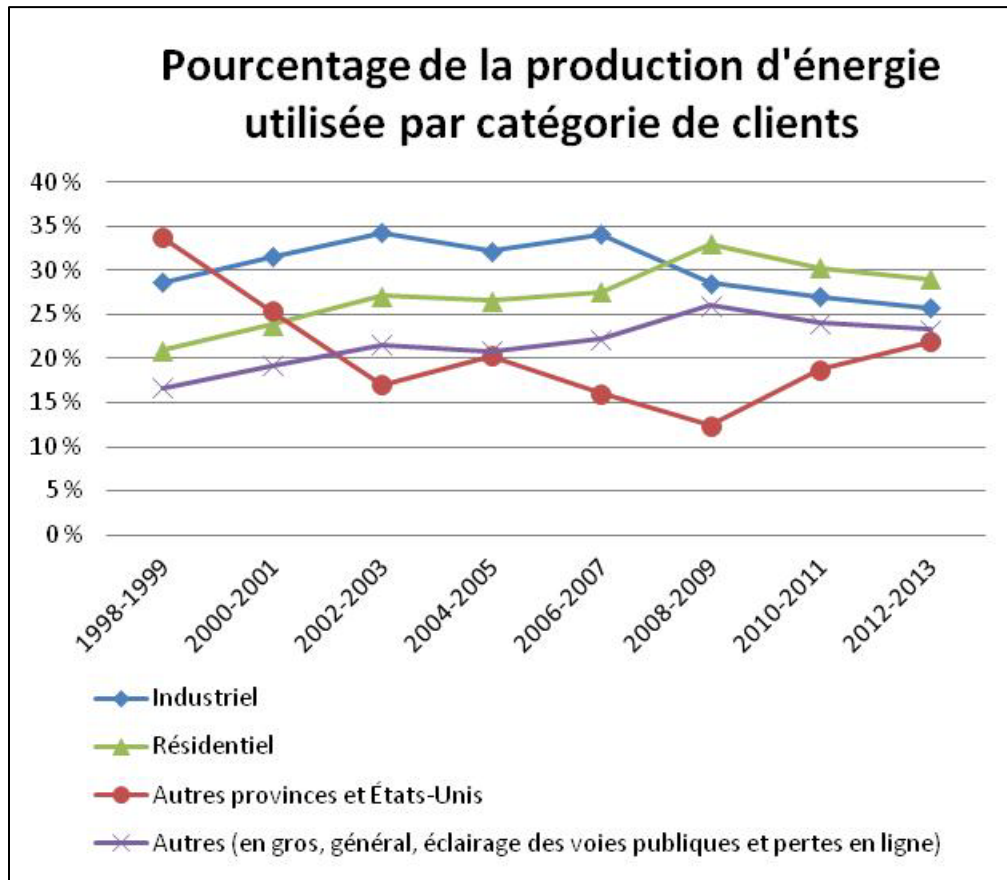
6.21 Les ventes d'électricité (en kilowattheures) d'Énergie NB ont chuté de 15 % au cours des 15 derniers exercices, passant d'un sommet de plus de 20 000 millions de kilowattheures (kWh) en 1998-1999 à environ 17 000 millions de kWh en 2012-2013. Toutefois, cette baisse de la demande n'a pas été uniforme dans les catégories de recettes.

Changement de la demande relative en électricité des différents groupes de clients

6.22 Comme le montre la pièce 6.2, depuis 1998-1999, les clients de la catégorie « Autres provinces et États-Unis » sont passés des principaux consommateurs aux derniers consommateurs d'énergie produite par Énergie NB. Au cours de cette période, l'utilisation globale d'énergie de ce groupe de clients a chuté de 47 % et les ventes aux industries ont chuté de 27 %.

6.23 Cependant, pendant la même période, les clients résidentiels sont passés de la troisième à la première place dans la liste des consommateurs, et consomment désormais presque 30 % de l'énergie produite par Énergie NB.

Pièce 6.2 – Pourcentage de la production d'énergie utilisée par catégorie de clients



Source: préparé par le Bureau du vérificateur général à partir des rapports annuels d'Énergie NB

6.24 Un examen des tarifs facturés à tous les clients d'Énergie NB indique une hausse annuelle moyenne de 2,7 % au cours des exercices de 1999 à 2013, comme le montrent les rapports annuels d'Énergie NB. Ce taux moyen est légèrement plus élevé que l'augmentation annuelle moyenne de l'indice des prix à la consommation (IPC) des mêmes périodes, qui se situait environ à 2,0 %.

Remise à neuf de la centrale de Point Lepreau (CPL) Processus de prise de décision

6.25 À la fin des années 1990, on a retenu les services d'un consultant pour « établir la durée de vie utile et économique de la CPL et [...] évaluer les différentes stratégies opérationnelles de la CPL ». En avril 1998, le consultant a rapporté qu'Énergie devrait prévoir la remise à neuf de la centrale entre 2005 et 2011, plutôt qu'en 2014, comme le voulait le plan original. On a fixé la date cible de mise hors service et de début des travaux de remise à neuf en 2006. Énergie NB a indiqué que cette date cible a été révisée par la suite pendant l'exercice 2003-2004 après qu'il a été déterminé que

l'exploitation pouvait continuer jusqu'en 2008 avec un risque acceptable. Le consultant était également d'avis :

- qu'il ne fallait pas fermer la CPL dans un avenir proche;
- qu'il fallait exploiter la CPL aussi longtemps que possible avant de la remettre à neuf;
- que, étant donné les perspectives de prix (élevés) du gaz naturel, la prolongation de la vie utile de la centrale semblait être la solution la plus économique comparativement à la construction d'une centrale alimentée au gaz naturel;
- qu'il était compliqué de projeter les coûts pour les années à venir en raison de l'incertitude future des prix du gaz naturel et des rendements de conversion.

6.26 Il appert qu'Énergie NB a fondé sa planification initiale sur les avis du consultant. Après le dépôt du rapport du consultant sont survenus les événements suivants :

Chronologie des événements :

2001
Signature d'un contrat préliminaire de retubage avec EACL



1. En 2001, un contrat préliminaire est conclu avec Énergie atomique du Canada limitée (EACL) pour le retubage du réacteur. En mars 2002, la Corporation signe un accord de remise à neuf avec EACL. Les contrats incluait une liste de livrables pour une première et une deuxième phases. La première phase consistait principalement en la planification du projet et la deuxième phase, en une planification détaillée et la construction. La deuxième phase reposait sur la décision définitive de la province d'aller de l'avant avec la remise à neuf de la CPL. EACL a commencé les travaux de la première phase dès la signature des contrats. Cette première phase de la remise à neuf aura coûté 90,2 millions de dollars. Ce montant inclut les coûts engagés pour les deux contrats, de même que les coûts internes d'Énergie NB jusqu'à la date où le projet a reçu l'accord définitif de la province en 2005. Si le gouvernement avait ultimement décidé de ne pas aller de l'avant avec la remise à neuf de la CPL, ces coûts auraient engendré peu de bénéfice en matière de production d'énergie.

2002
Énergie NB
présente sa
proposition de
remise à neuf de
la CPL à la
CESP

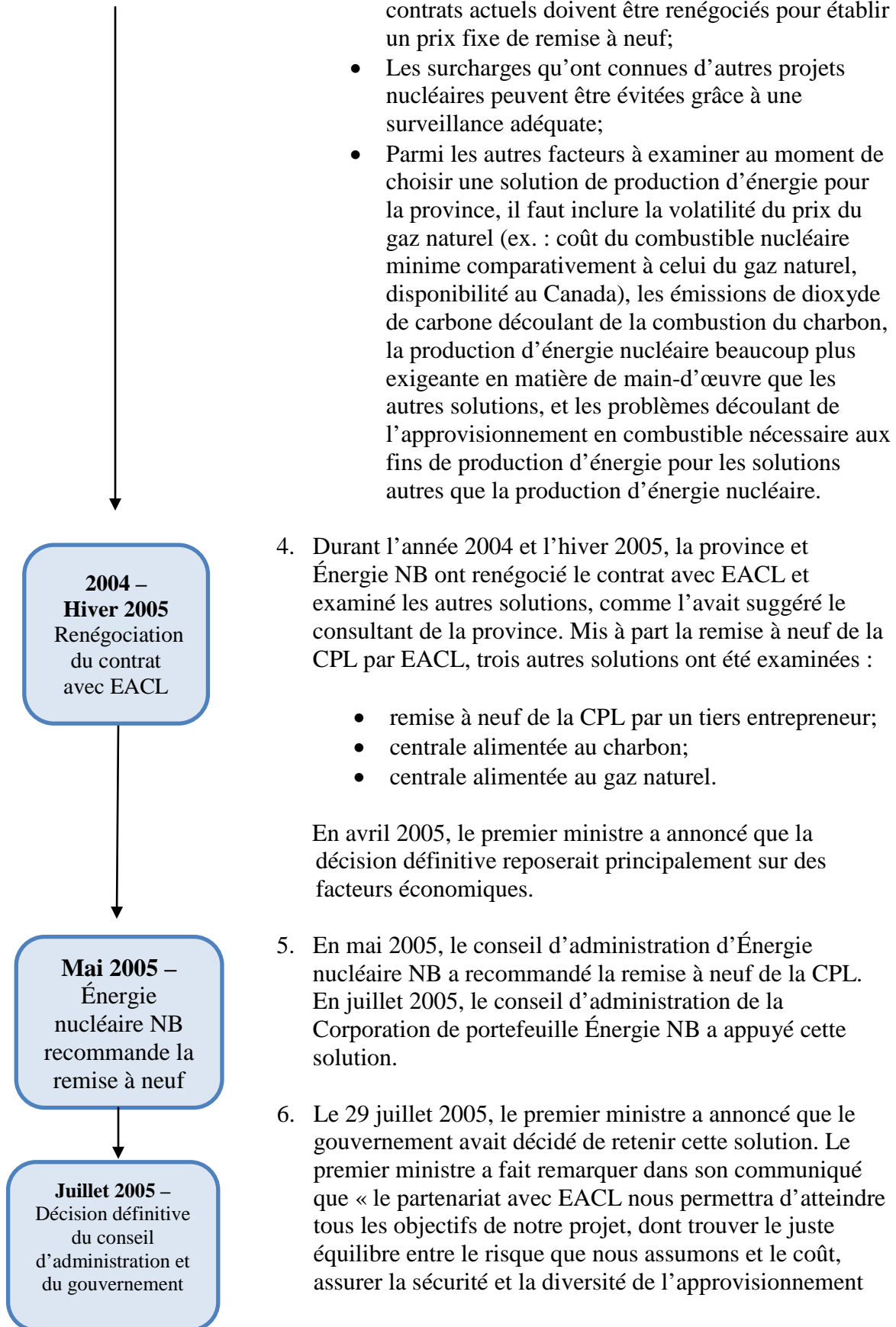


2. En mars 2001, Énergie NB s’est présentée devant le conseil de la Commission des entreprises de services publics (la Commission), le prédécesseur de la Commission de l’énergie et des services publics (CESP), avant de déposer une demande à la Commission. En 2002, Énergie NB dépose une demande de remise à neuf de la CPL à la Commission. Après avoir analysé les trois solutions de production future d’énergie, soit l’énergie nucléaire, le gaz naturel et l’Orimulsion, la Commission a conclu que la remise à neuf de la CPL ne présenterait aucun avantage important pour les clients. Elle a donc recommandé au conseil d’administration d’Énergie NB de ne pas mettre en œuvre la solution de production d’énergie nucléaire. La Commission a toutefois mis l’accent sur d’autres facteurs à considérer qui n’entrent pas dans son mandat (ex. : enjeux environnementaux et développement économique) et a indiqué que le gouvernement devrait en tenir compte au moment de prendre sa décision définitive. Elle a également indiqué que même si on prévoit une demande accrue en énergie dans le futur, la CPL remise à neuf, ajoutée aux autres sources de production provinciales existantes, pourrait fournir plus d’énergie que les demandes projetées dans la province lorsque terminée. Les recommandations de la Commission au conseil d’administration d’Énergie NB sont assujetties à la *Loi sur les entreprises de services publics* et ne sont donc pas contraignantes. Il revenait ainsi au conseil d’administration d’Énergie NB d’accepter ou de rejeter ces recommandations.

Printemps 2004
– Embauche
d’un consultant



3. Au printemps 2004, un consultant embauché pour agir au nom de la province a présenté au conseil d’administration d’Énergie NB un rapport sur le projet de la CPL. Il a indiqué qu’il partage l’avis de la CESP, à savoir qu’aucun motif purement économique ne justifiait de retenir la solution de production d’énergie nucléaire plutôt que les autres solutions. Par conséquent, il n’a pas préconisé l’adoption d’une solution, mais a plutôt formulé une série de recommandations « visant à favoriser un processus de prise de décision qui soit ouvert, auditable et fondé sur les faits », notamment :
- Énergie NB doit chercher des partenaires pour mener ce projet;
 - EACL est un entrepreneur acceptable pour la solution de production d’énergie nucléaire, mais les



(en énergie), optimiser les avantages pour l'environnement (réduction attendue des émissions de dioxyde de carbone par le rejet de la solution de combustion fossile), et maintenir en poste 700 travailleurs qualifiés ».

Nos observations sur le processus de prise de décision

6.27 Nous formulons les observations suivantes sur le processus de prise de décision.

1. Le processus de prise de décision a duré quatre ans et demi, soit de 2001 à l'été 2005. À la fin du printemps 2005, des incertitudes importantes subsistaient encore quant à la solution à adopter pour satisfaire aux besoins futurs de la province en électricité. Les données d'Énergie NB de 2005 indiquent qu'une décision sur la remise à neuf devait être prise le plus rapidement possible afin que la CPL puisse être préparée à temps pour la date cible de mise hors service en 2008. Selon notre examen, la principale décision (c'est-à-dire retenir un des deux entrepreneurs pour la remise à neuf de la CPL [énergie nucléaire]; construire Belledune II [charbon]; ou construire une nouvelle centrale [gaz naturel]) a été prise très tard dans le processus, alors que les contraintes de temps étaient importantes.
2. La décision initiale de conclure un contrat sous certaines conditions avec EACL a été prise très tôt dans le processus et nous n'avons vu aucune preuve qu'elle ait été remise en question avant le dépôt du rapport du consultant externe du gouvernement en 2004. Bien que ses recommandations aient été formulées trois ans après le début du processus de prise de décision, elles ont assuré que :
 - Il y a eu un examen approfondi du projet d'accord entre EACL et Énergie NB, notamment en ce qui concerne les coûts à payer et les risques assumés par les deux parties;
 - Il a été tenu compte des solutions autres que celle de remettre à neuf le réacteur en utilisant EACL.

Analyse insuffisante des risques dans le processus de prise de décision

6.28 Le premier ministre a annoncé la remise à neuf le 29 juillet 2005. Dans son communiqué, il précise les facteurs qui ont guidé le choix de remettre à neuf la CPL au lieu d'autres options. La plupart de ces facteurs avaient été examinés dans le cadre d'un examen approfondi, qui supposait également l'analyse des risques inhérents. Toutefois, nous croyons que certains risques auraient dû être traités et atténués davantage, ou traités plus tôt dans le processus de prise de

décision :

- **Risque lié à l'utilisation de nouvelle technologie pour la première remise à neuf d'une centrale CANDU**, comme le démontre le retard découlant de l'installation des tubes de cuve abordé précédemment dans ce chapitre;
- **Risque lié au fait que le Nouveau-Brunswick finance seul un projet d'une telle envergure**. La recherche de partenaires n'a commencé qu'après le dépôt du rapport par le consultant du gouvernement en 2004, et s'est finalement soldée par un échec. Nous avons toutefois constaté qu'Énergie NB a déclaré que Maritime Electric Company Limited de l'Île-du-Prince-Édouard a une participation de quatre à cinq pourcent dans le projet;
- **Risques liés à la capacité d'Énergie NB de recouvrer tous les coûts de la remise à neuf, pendant la période prévue de 27 ans, des clients qui utilisent l'énergie produite**. (c'est-à-dire, est-ce que la CPL va continuer de produire de l'énergie, et donc des recettes, tout au long de la période entière.) Le coût de construire ou de remettre à neuf une centrale nucléaire peut être plus élevé que les coûts de construction ou de remise à neuf d'autres options de production d'énergie. Ceci apporte un élément de risque plus élevé puisque plus de dollars investis doivent être recouverts pendant une longue période. Le contexte commercial doit être stable et favorable durant cette période afin d'assurer le recouvrement pendant la période de 27 ans. Il semble qu'on ait conclu que le contexte commercial dans lequel allait évoluer Énergie NB tout au long de la vie utile de la CPL remise à neuf serait relativement stable. Nous remettons en question cette hypothèse, car pendant la période de planification et d'exécution de la remise à neuf, on a restructuré Énergie NB, on a tenté de vendre la totalité ou une partie de la Corporation, on a envisagé la construction d'un deuxième réacteur nucléaire à Point Lepreau, et une partie d'EACL a été vendue;

- **Risque que la demande en énergie provenant de la CPL ne soit pas assez élevée durant la période de recouvrement prévue de 27 ans pour justifier la capacité de production cible de la CPL remise à neuf.** La réduction de la demande globale en énergie dans la province au cours des dernières années est abordée dans la section sur le contexte de ce chapitre;
- **Risque lié aux importants coûts engagés pour planifier la remise à neuf de la CPL (90,2 millions de dollars ou 6,4 % du coût original de 1,4 milliards de dollars du projet), avant même qu'une décision définitive n'eût été prise.** Ces coûts auraient présenté très peu d'avantage si une autre solution avait été retenue. Énergie NB indique qu'un pourcentage faible des coûts totaux de projet sont généralement engagés progressivement pendant l'étape de planification d'un projet de cette envergure, et que de tels coûts sont nécessaires afin d'assurer que les décideurs aient accès à de l'information adéquate au sujet des options considérées.;
- **Risque lié à des coûts globaux plus élevés que prévu en raison de l'impossibilité de terminer les travaux conformément à l'échéancier.** Notamment, nous avons constaté qu'on avait omis de tenir compte des coûts d'exploitation, d'entretien ainsi que d'autres coûts d'Énergie nucléaire NB, qui ont finalement été imputés au compte de report d'un milliard de dollars.

Recommandations 6.29 À partir de nos observations sur le processus de prise de décision entourant la remise à neuf de la Centrale de Point Lepreau, nous recommandons ce qui suit pour tous les grands projets d'immobilisations qu'Énergie NB entreprendra à l'avenir :

- le processus de prise de décision soit clairement documenté, y compris l'identification des rôles et des responsabilités de chaque acteur clé (ex. : Énergie NB, la province, entrepreneurs externes, organismes de réglementation, comme la Commission de l'énergie et des services publics, etc.), avant que des dépenses importantes ne soient engagées;
- un calendrier de prise de décision soit élaboré et ait

reçu l’approbation des acteurs clés;

- **toutes les solutions viables soient repérées et fassent l’objet d’une analyse, aussitôt que possible dans le processus;**
- **les dépenses engagées avant la prise de décision soient limitées à ce qui est nécessaire afin d’évaluer et atténuer adéquatement les risques liés aux options considérées avant de choisir l’option préférée;**
- **les services d’un expert externe et indépendant soient retenus pour orienter le processus de sélection de la meilleure solution; repérer et élaborer des stratégies d’atténuation de tous les risques importants; repérer les soumissionnaires préférés; et s’assurer d’obtenir le meilleur résultat possible pour les clients provinciaux;**
- **le processus soit transparent et le public soit informé des critères à être utilisés aux fins de prise de décision, de l’avancement du processus de prise de décision et des principaux motifs appuyant la solution préférée.**

Processus de remise à neuf

Contrats avec EACL

6.30 En 2001, un contrat est conclu avec EACL pour le retubage du réacteur. En 2002, un autre contrat est conclu avec EACL pour la remise à neuf complète. Les deux contrats reposent sur la décision définitive de la province d’aller de l’avant avec la remise à neuf de la CPL.

6.31 Les contrats préliminaires de retubage et de remise à neuf avec EACL comportaient deux phases :

- La première phase comprenait tout le travail jusqu’à la décision prise en 2005, y compris certains travaux de génie détaillés;
- La deuxième phase portait sur l’exécution des travaux de génie et toutes les activités de construction.

6.32 La première phase a été exécutée par EACL en vertu des contrats de retubage et de remise à neuf conclus entre 2001 et 2005. Au cours de la même période, la Corporation a mené ses propres activités de planification, notamment dans le cadre du processus réglementaire. Les coûts de ces activités ont été capitalisés dans les coûts du projet et s’élèvent à 90,2 millions de dollars.

6.33 Le 29 juillet 2005, après que le gouvernement eut accordé l’autorisation finale de remettre à neuf la CPL, un accord modificateur de portée générale a été signé avec EACL. Cet accord de portée générale admet les contrats antérieurs et

inclut les nouveaux travaux cernés au cours de la première phase du projet. Il établit un coût fixe spécifique pour les travaux de retubage et de remise à neuf, d'autre part, prévus dans l'accord de portée générale. Certaines parties de l'accord de portée générale prévoient également des clauses de remboursement anticipé afin de refléter que, en raison du délai de l'approbation, la période entre l'approbation et le début de la mise hors service était plus courte que ce que les contrats envisageaient.

6.34 Le coût fixe se rapportant à la section sur le retubage de l'accord de portée générale comprend le coût des travaux entrepris par EAACL jusqu'à ce jour dans le cadre de la première phase du projet et prévus aux contrats précédents, et un coût fixe pour la deuxième phase. La section sur la remise à neuf de l'accord de portée générale établit de la même façon un coût pour la première phase et un coût fixe pour la deuxième phase. Les travaux de la deuxième phase qui outrepassent les termes de l'accord de remise à neuf sont payés moyennant remboursement et sont assujettis à une clause d'indexation.

6.35 Pendant la période allant de la signature de l'accord de portée générale en 2005 aux travaux de génie détaillés en 2008, on a procédé à la préparation du site, et à l'approvisionnement en matériaux et à leur livraison.

6.36 En 2008, la mise hors service prolongée du réacteur est amorcée en vue d'exécuter les travaux de remise à neuf. La remise en service et le retour des activités étaient initialement prévus en septembre 2009, soit 18 mois après la mise hors service.

***Retard dans
l'installation des
tubes de cuve***

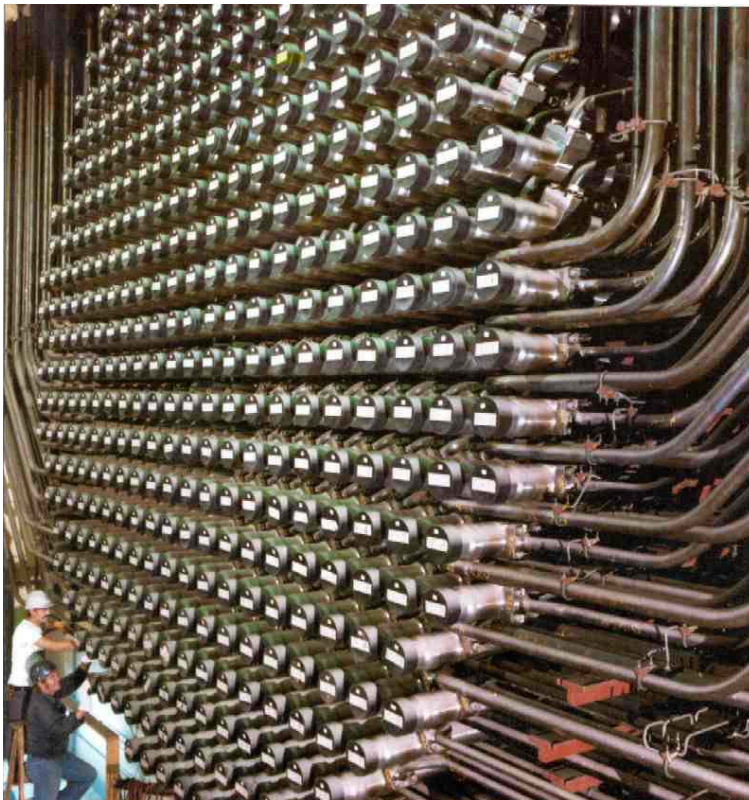
6.37 Toutefois, les travaux de remise à neuf ont accusé un retard important en raison de l'installation des nouveaux tubes de cuve. Le réacteur de la CPL compte 380 tubes de cuve qui devaient être remplacés dans le cadre des travaux de remise à neuf. Est inséré dans chacun des tubes de cuve un tube de force, qui contient les grappes de combustible utilisées pour générer de l'énergie; une grande précision est donc essentielle pour assurer le bon fonctionnement du réacteur.

6.38 Des représentants d'Énergie NB ont indiqué que les forages des plaques de tube de cuve ont été endommagés accidentellement durant la préparation pour l'installation des nouveaux tubes de cuve. De ce fait, EAACL a été incapable d'atteindre le sceau nécessaire entre les tubes de cuve et les plaques de tube. C'est seulement après l'installation de tous

les tubes de cuve qu'EACL a compris les conséquences de ce problème.

6.39 Par conséquent, tous les 380 tubes de cuve ont dû être enlevés, le dommage aux forages réparé et un deuxième ensemble de tubes de cuve installé. Afin de réparer les forages des plaques de tube effectivement, une nouvelle technique a été élaborée et mise en place à partir des problèmes rencontrés à la CPL, de même qu'à des problèmes d'installation similaires rencontrés par une équipe de remise à neuf de la Corée.

Pièce 6.3 – Canal de combustible et tubes de cuve



Source : Site Web d'Énergie NB

La CPL est déclarée commercialement viable en novembre 2012

6.40 Enfin de compte, ce n'est qu'en mai 2012 qu'EACL a complété son travail de remise à neuf. EACL a ensuite pu amorcer la phase de démarrage de la CPL et Énergie NB a annoncé la viabilité commerciale de la centrale en novembre 2012.

6.41 À la fin des travaux de remise à neuf, Énergie NB a estimé la vie utile de la CPL à 27 ans. La CESP a approuvé cette estimation qui servira à fixer les tarifs d'énergie au

cours des prochaines années. La vie prolongée utile de la CPL de 27 ans est réputée avoir commencé en novembre 2012. Énergie NB a l'intention de recouvrer les coûts de remise à neuf de 2,4 milliards de dollars (moins tout recouvrement obtenu d'autres sources) au cours des 27 prochaines années au moyen des tarifs d'électricité de la province.

Effet financier du retard des travaux de remise à neuf

6.42 L'effet financier pour Énergie NB du retard de l'achèvement des travaux de remise à neuf était encore débattu en octobre 2013. Un litige contre l'assureur du projet pour recouvrer une portion importante des pertes découlant du retard était en cours.

Surveillance de la remise à neuf par les conseils d'administration et la direction d'Énergie NB

6.43 À l'automne 2005, on a établi la structure de surveillance du projet. Bien que des changements aient été apportés aux mécanismes de surveillance en vue de les adapter aux différentes étapes de la remise à neuf, la structure de surveillance de base est demeurée sensiblement la même tout au long du projet. Une description complète des organismes de surveillance, de leur composition et de leurs rôles est présentée à l'annexe II.

Nos observations concernant la surveillance du projet

6.44 Pendant notre examen, nous avons consulté des documents faisant état de la structure de surveillance mise en œuvre tout au long du projet par différents niveaux stratégiques (ex. : conseil d'administration, haute direction d'Énergie NB). À notre avis, la surveillance stratégique du projet de remise à neuf était rigoureuse et les exigences prévues de reddition du conseil d'administration semblent avoir été satisfaites. On nous a également fourni des preuves de la tenue régulière de réunions auxquelles participaient des représentants d'Énergie NB et d'EACL. Toutefois, nous n'avons pas examiné en profondeur les activités des groupes de surveillance à un niveau opérationnel.

Coûts de la remise à neuf

6.45 Le deuxième objectif de ce chapitre est de présenter un sommaire des montants constitutifs du compte d'actif de 1,4 milliard de dollars et du compte de report d'un milliard de dollars se rapportant à la remise à neuf. La pièce 6.4 fournit de plus amples renseignements sur les coûts projetés comparativement aux coûts réels.

Pièce 6.4 – Coûts projetés et coûts réels de la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau
(en milliards de \$)

Remise à neuf de la centrale de Point Lepreau			
Coûts projetés et coûts réels (en milliards de \$)			
	Coûts projetés en 2005	Coûts réels en 2013	Différence
Compte d'actif	1,0 \$	1,4 \$	0,4 \$
Compte de report	0,4	1,0	0,6
Total	1,4 \$	2,4 \$	1,0 \$
Date de fin projetée et réelle			
	Plan original	Réel	Différence
Date d'achèvement	Septembre 2009	Novembre 2012	37 mois
<i>Source : Élaboré par le Bureau du vérificateur général à partir des données obtenues d'Énergie NB.</i>			
<i>Non auditées.</i>			

Coûts en capital de la remise à neuf de la CPL

6.46 Les coûts en capital du projet ont été comptabilisés dans le compte d'actif. Ils incluent tous les coûts directs associés à la planification et à l'exécution des travaux de remise à neuf de la CPL, dont les travaux effectués par des entrepreneurs tiers et le personnel d'Énergie NB, de même que les coûts de financement engagés pendant la période de construction.

6.47 Le budget initial en capital pour la remise à neuf de la CPL était d'un milliard de dollars. Le coût final estimé oscille autour de 1,4 milliard de dollars. Il comprend les travaux entrepris aux deux phases du projet :

- Planification et lancement du projet (phase 1) – 90,2 millions de dollars – Ce montant inclut les dépenses engagées pour la planification des travaux de retubage et de remise à neuf exécutés par EACL, de même que d'autres coûts engagés par Énergie NB, jusqu'au 29 juillet 2005 (c'est-à-dire jusqu'à la signature de l'accord final entre Énergie NB et EACL);
- Phase de génie, d'approvisionnement et de construction du projet (phase 2) – 1 333,7 millions de dollars – Ce montant concerne l'exécution des travaux de remise à neuf et englobe tous les coûts engagés après la phase 1, jusqu'à la date d'achèvement des travaux. La pièce 6.5 montre les trois principales composantes de la phase 2. La ventilation de ces composantes est présentée dans les pièces 6.6, 6.7 et 6.8.

Pièce 6.5 – Composantes de la capitalisation de la CPL (en millions de \$)

Composantes de la capitalisation de la CPL (en millions de \$)	
Phase I – Planification du projet	90,2 \$
Phase II – Génie, approvisionnement et construction :	
Services professionnels ou contractuels	780,3
Intérêts capitalisés	292,9
Coûts internes d'Énergie NB	260,5
Total	1 423,9 \$
<i>Source : Élaboré par le Bureau du vérificateur général à partir de données obtenues d'Énergie NB. Non auditées.</i>	

**Services
professionnels ou
contractuels**

6.48 En tout, 24 fournisseurs ont reçu plus d'un million de dollars chaque dans le cadre de la remise à neuf de la CPL, comme le montre la pièce 6.6.

Pièce 6.6 – Services professionnels et contractuels se chiffrant à plus d'un million de dollars
(en millions de \$)

Services professionnels ou contractuels se chiffrant à plus d'un million de dollars (en millions de \$)	
Énergie atomique du Canada limitée	579,5 \$
Atlantic Nuclear Services Inc.	34,6
Sunny Corner Enterprises Inc.	30,8
Siemens Power Generation	28,6
Areva Np Canada Ltd	15,0
O'Brien Electric Co Ltd	9,8
Gardner Electric Ltd	8,0
Castle Rock Construction	7,2
Hatch Sargent & Lundy	6,2
Stantec Consulting Ltd	5,8
Exp Services Inc.	5,2
Babcock And Wilcox Canada Ltd	4,6
Ian Martin Limited	3,9
Aluma Systems Canada Inc.	3,6
Neill And Gunter Limited	2,7
Conseil de la recherche et de la productivité du Nouveau-Brunswick	2,4
Candu Énergie Inc.	2,0
WAG QA Services Canada Inc.	2,0
Canadian Power Utility Services Ltd	1,8
Constable Power Group Ltd	1,4
Ernst & Young	1,3
John E Cole & Associates Ltd	1,3
Nma Lab & Ben	1,2
Maritime Rescue And Medical Inc.	1,1
Autre – Moins d'un million	20,5
Total	780,3 \$
<i>Source : Élaboré par le Bureau du vérificateur général à partir des données obtenues d'Énergie NB. Non auditées.</i>	

Intérêts capitalisés

6.49 Les intérêts débiteurs liés à l'emprunt de capitaux nécessaires au financement du projet ont été comptabilisés dans le coût du projet. Comme indiqué dans la section ci-contre sur le report, la comptabilisation des intérêts dans le compte de capital a permis de réduire les coûts non incorporables habituels des intérêts débiteurs. La pièce 6.7 montre la capitalisation des intérêts année après année pour la remise à neuf de la CPL.

Pièce 6.7 – Capitalisation des intérêts année après année pour la remise à neuf de la CPL
(en millions de \$)

Capitalisation des intérêts année après année pour la remise à neuf de la CPL (en millions de \$)								
2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total
7,2	17,6	21,7	33,6	48,7	56,4	63,5	44,2	292,9
Source : Élaboré par le Bureau du vérificateur général à partir des données obtenues d'Énergie NB. Non auditées.								

Coûts internes d'Énergie NB

6.50 Les coûts internes d'Énergie NB incluent une variété de coûts qui sont réputés être directement liés à la remise à neuf. La pièce 6.8 présente sommairement les coûts internes d'Énergie NB capitalisés.

Pièce 6.8 – Ventilation des coûts internes d'Énergie NB (en millions de \$)

Ventilation des coûts internes d'Énergie NB (en millions de \$)	
Main-d'œuvre d'Énergie NB	149,6 \$
Frais (réglementaires, environnementaux, formation, assurances, etc.)	52,8
Matériaux d'Énergie NB	29,0
Frais des installations (chauffage, éclairage, etc.)	18,6
Services interentreprises	9,3
Exploitation – Divers*	1,2
Total	260,5 \$
* Déduction faite de recettes de 3,7 millions de dollars perçues pour cette source d'énergie à la période de remise en service de novembre 2012. Source : Élaboré par le Bureau du vérificateur général à partir des données obtenues d'Énergie NB. Non auditées.	

Coûts de report imputés à la CPL

6.51 Les coûts imputés au compte de report sont des coûts indirects découlant de la remise à neuf de la CPL, qui ne peuvent être capitalisés conformément aux normes comptables en matière d'immobilisations qui s'appliquent à Énergie NB. On prévoit recouvrer ces coûts des clients au cours des périodes futures (c'est-à-dire des clients qui utilisent l'énergie produite par la CPL remise à neuf), au moyen du processus de fixation des tarifs de la Commission de l'énergie et des services publics (CESP) comme prescrit par la loi. La *Loi sur l'électricité* a été modifiée pour tenir compte du traitement particulier des coûts engagés aux fins du compte de report réglementaire. Le compte de report se rapproche du coût marginal que supporte Énergie NB en

raison de l'inactivité de la CPL durant la remise à neuf.

6.52 Comme le montre la pièce 6.9, le compte de report réglementaire pour la remise à neuf de la CPL comprend :

- les coûts non incorporables habituels (déduction faite de tout revenu) engagés par Énergie nucléaire NB pendant les travaux de remise à neuf. Ces coûts ne pouvaient pas être recouverts des ventes aux clients durant la construction parce que la CPL ne produisait pas d'énergie pendant cette période;
- le coût de l'énergie de remplacement achetée par Production Énergie NB pendant la durée des travaux de remise à neuf pour remplacer l'énergie habituellement produite par la CPL;
- les intérêts sur le compte de report réglementaire;
- moins les déductions sur tout coût intégré aux tarifs actuels pour les ventes d'électricité facturées aux clients de la CPL.

Pièce 6.9 – Coûts de report cumulatifs en novembre 2012 (en millions de \$)

Coûts de report cumulatifs en novembre 2012 (c'est-à-dire à la date de remise en service de la CPL) (en millions de \$)					
Exercice	Coûts non incorporables d'Énergie nucléaire NB	Coûts de l'énergie de remplacement de Production Énergie NB	Coûts recouverts au moyen des tarifs actuels	Intérêts imputables au report	Total
2008	1,7 \$	0,3 \$	(2,1) \$	- \$	(0,1) \$
2009	176,3	267,0	(209,4)	3,5	237,4
2010	176,4	224,7	(206,1)	16,3	211,3
2011	164,4	239,2	(206,7)	27,1	224,0
2012	188,9	198,4	(209,6)	36,6	214,3
2013	132,1	103,3	(123,2)	28,5	140,7
Total	839,8 \$	1 032,9 \$	(957,1) \$	112,0 \$	1 027,6 \$

Source : Élaboré par le Bureau du vérificateur général à partir des données obtenues d'Énergie NB. Non auditées.

Coûts non incorporables d'Énergie nucléaire NB

6.53 Les coûts non incorporables sont les coûts et les dépenses engagés par Énergie nucléaire NB durant la période d'inactivité, autres que les coûts et les dépenses comptabilisés dans les coûts en capital du projet. Étant donné que le mandat d'Énergie nucléaire NB consiste à exploiter la Centrale de Point Lepreau, toutes les opérations d'Énergie nucléaire NB

pendant la remise à neuf ont été capitalisées et reportées soit comme capitaux des projets, telle la remise à neuf de la CPL, comme nous l'avons expliqué précédemment, soit dans le compte de report.

6.54 Comme le montre la pièce 6.10, les principaux éléments des coûts non incorporables sont :

- **Opérations, entretien et gestion :**
 - Environ 60 % des systèmes de la CPL sont demeurés actifs durant la remise à neuf pour les groupes de travail à l'intérieur de l'usine, et les autres systèmes mis hors service ont requis un entretien préventif régulier. Ces activités ont supposé une charge de travail équivalente à celle avant la remise à neuf pour les groupes de travail à l'intérieur de l'usine;
 - Énergie NB a également tiré profit de la fermeture du réacteur pour exécuter une série de grands projets d'entretien;
- **Services de transport :** Frais et tarifs de raccordement. Des engagements à long terme de transport doivent être payés que les services soient utilisés ou non;
- **Amortissement et déclassement :**
 - L'amortissement des coûts en capital des immobilisations d'Énergie nucléaire NB, moins leur valeur de récupération tout au long de leur durée de vie estimée;
 - Les coûts de déclassement sont les coûts estimés du déclassement permanent de la centrale nucléaire à la fin de sa durée de vie;
- **Taxes :** Désigne l'impôt foncier des édifices et biens, perçu des gouvernements municipal et provincial;
- **Charges financières :** Intérêts facturés à long et à court termes sur les dettes, de même que les frais de gestion du portefeuille de la dette. On en déduit les intérêts imputés aux divers projets d'immobilisations d'Énergie nucléaire NB, y compris celui de la remise à neuf. On en déduit

aussi les intérêts créditeurs imputés aux fonds fiduciaires et aux investissements;

- **Recettes** : Ces recettes proviennent d'un accord de participation existant avec une installation avoisinante.

Pièce 6.10 – Ventilation des coûts non incorporables d'Énergie nucléaire NB (en millions de \$)

Ventilation des coûts non incorporables d'Énergie nucléaire NB (en millions de \$)							
Charges	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Main-d'œuvre et prestations	1,0	105,5	104,0	97,8	110,5	86,7	505,5
Matériaux	0,1	11,7	12,9	8,7	10,8	8,2	52,4
Services externes	0,4	39,9	41,7	23,9	33,4	26,7	166,0
Autres activités d'opérations, d'entretien et de gestion	0,3	31,4	37,5	34,8	36,7	27,7	168,4
Affectation des capitaux	(0,4)	(40,9)	(35,0)	(24,7)	(30,0)	(35,4)	(166,4)
Total – Opérations, entretien et gestion	1,4	147,6	161,1	140,5	161,4	113,9	725,9
Combustible et charges de transport	-	1,9	1,9	1,9	1,9	1,5	9,1
Amortissement et déclassement	0,3	32,4	31,9	36,8	41,1	28,5	171,0
Impôt foncier	0,1	6,7	5,7	5,8	5,7	3,7	27,7
Frais financiers	-	(0,7)	(12,4)	(9,9)	(10,8)	(7,6)	(41,4)
Coûts totaux	1,8	187,9	188,2	175,1	199,3	140,0	892,3
Moins : Recettes	0,1	11,6	11,8	10,6	10,5	7,9	52,5
Coûts nets	1,7	176,3	176,4	164,5	188,8	132,1	839,8
<i>Source : Élaboré par le Bureau du vérificateur général à partir des données obtenues d'Énergie NB. Non auditées.</i>							

Coûts de l'énergie de remplacement engagés par Production Énergie NB

6.55 Les coûts de l'énergie de remplacement achetée par Production Énergie NB pendant la remise à neuf prétendent refléter les coûts d'approvisionnement en énergie qui auraient été recouverts par Énergie nucléaire NB par la production d'énergie, si la CPL n'était pas remise à neuf. Habituellement, Production Énergie NB produit ou distribue l'énergie, y compris celle produite par Énergie nucléaire NB. Par conséquent, le coût marginal engagé par Production Énergie NB en raison de la mise en hors service de la CPL a supposé l'application de calculs complexes permettant d'isoler les coûts additionnels attribuables à l'inactivité de la CPL en raison de sa remise à neuf.

Les coûts sont présentés dans la pièce 6.11.

Pièce 6.11 – Ventilation des coûts de l'énergie de remplacement engagés par Production Énergie NB (en millions de \$)

Ventilation des coûts de l'énergie de remplacement engagés par Production Énergie NB (en millions de \$)							
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Coûts de l'énergie attribuables à la mise hors service de la CPL :							
Permanente*	3,6 \$	255,8 \$	206,2 \$	224,0 \$	186,2 \$	90,6 \$	966,4 \$
Interruptible**	0,0	9,5	1,2	3,9	3,8	5,0	23,4
Activités de couverture***	(3,3)	1,7	17,3	11,3	8,4	7,7	43,1
Total	0,3 \$	267,0 \$	224,7 \$	239,2 \$	198,4 \$	103,3 \$	1 032,9 \$
*L'énergie permanente est l'énergie fournie afin de répondre à la demande provinciale et autres engagements permanents.							
** L'énergie interruptible est l'énergie fournie aux grands clients industriels lorsque la capacité de production est excédentaire et facturée au coût marginal d'Énergie NB.							
*** Les montants des activités de couverture sont fondés sur les activités de couverture actuelles d'Énergie NB.							
<i>Source : Élaboré par le Bureau du vérificateur général à partir des données obtenues d'Énergie NB. Non auditées.</i>							

Crédit compensatoire

6.56 Le crédit compensatoire vise à éviter le recouvrement excessif des clients. On a estimé que le report des deux coûts ci-haut n'était pas approprié puisqu'une part de ces coûts est déjà incluse dans les tarifs actuels facturés aux clients. L'utilisation du crédit compensatoire permet de déduire des sommes du compte de report et de les affecter aux charges courantes, ce qui atténue les exigences de tarification future aux fins de recouvrement.

6.57 Le calcul du crédit compensatoire est fondé sur la production attendue d'énergie de la CPL, multipliée par le prix d'achat de l'énergie d'Énergie nucléaire NB, établi selon l'accord. La pièce 6.12 montre les crédits compensatoires liés à la remise à neuf de la CPL.

Pièce 6.12 – Calcul du crédit compensatoire

Calcul du crédit compensatoire							
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Énergie de la CPL (en MWh)	0,0	3,9	3,8	3,8	3,8	2,2	
Prix à la fin de l'exercice (\$/MWh)	53,19 \$	53,71 \$	54,18 \$	54,35 \$	54,92 \$	55,81 \$	
Crédit compensatoire (en millions de \$)	(2,1) \$	(209,4) \$	(206,1) \$	(206,7) \$	(209,6) \$	(123,2) \$	(957,1) \$

Source : Élaboré par le Bureau du vérificateur général à partir des données obtenues d'Énergie NB. Non auditées.

Intérêts pendant la construction

6.58 Les charges financières associées au financement du compte de report, comme le montre la pièce 6.13, sont reportées plutôt que passées en charge dans la période au cours de laquelle elles sont engagées. Les intérêts sont calculés sur le solde du compte de report à chaque mois à un taux qui tend à se rapprocher du coût d'emprunt d'Énergie NB.

Pièce 6.13 – Ventilation des intérêts du compte de report (en millions de \$)

Ventilation des intérêts du compte de report (en millions de \$)						
	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Taux d'intérêt appliqué*	3,0 %	5,0 %	4,9 %	4,8 %	4,6 %	
Solde de compte de report*	111,0 \$	337,5 \$	560,5 \$	779,3 \$	966,2 \$	
Charge d'intérêt	3,5 \$	16,3 \$	27,1 \$	36,6 \$	28,5 \$	112,0 \$

* Intérêt appliqué par mois, taux d'intérêt moyen et solde du compte de report comptabilisé à la fin du mois.
Source : Élaboré par le Bureau du vérificateur général à partir des données obtenues d'Énergie NB. Non auditées.

Prochains travaux du Bureau du vérificateur général concernant la remise à neuf de la CPL

6.59 Dans ce chapitre, nous avons présenté de l'information sur le processus de prise de décision entourant la remise à neuf de la CPL, la surveillance du projet durant les travaux et des données financières sommaires sur les coûts du projet. Nous espérons que cette information permettra aux législateurs et au public de mieux comprendre la complexité et les coûts importants de ce projet, qui aura de grandes répercussions sur les finances et les services pour tous les résidents du Nouveau-Brunswick.

6.60 Au cours de la prochaine année, nous voulons

continuer notre examen de la remise à neuf. Plus particulièrement, nous effectuerons des analyses détaillées et des contrôles par sondage des principaux éléments de coûts du projet pour évaluer leur caractère raisonnable, à partir de l'information présentée dans ce chapitre. Nous planifions faire état de la phase II de nos travaux dans notre rapport de 2014.

Annexe I – Structure organisationnelle d'Énergie NB pendant la remise à neuf de Point Lepreau

Structure organisationnelle d'Énergie NB

6.61 En 2004, Énergie NB a été restructurée en cinq grandes filiales d'entreprise (connus sous le nom de groupe d'entreprises d'Énergie NB) et plusieurs petites unités d'entreprise qui relèvent des filiales. Cette structure était donc en place lors de la planification et de l'exécution des travaux de remise à neuf de la CPL.

6.62 Dans son rapport annuel de 2005-2006, Énergie NB présente le groupe d'entreprises Énergie NB comme suit :

Le groupe d'entreprises Énergie NB fournit de l'électricité de manière fiable et sécuritaire, à prix raisonnable, tout en générant un rendement commercial pour l'actionnaire. L'électricité est produite à quinze installations et est acheminée par des lignes de transport, des sous-stations et des postes à plus de 360 000 clients directs et indirects au Nouveau-Brunswick et dans les régions avoisinantes. Le groupe d'entreprises Énergie NB comprend une Corporation de portefeuille, ainsi que quatre filiales :

- ***La Corporation de portefeuille Énergie NB (Holding Énergie NB)***, qui assure aux filiales l'orientation stratégique et le soutien en matière de communication, de finances, de ressources humaines, de services juridiques et de gouvernance. Elle offre également des services partagés sur la base de récupération des coûts

- ***La Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick (Production Énergie NB)*** qui exploite et entretient les centrales alimentées au pétrole, à l'énergie hydraulique, au charbon, à l'Orimulsion^{MD} et au diesel

- ***La Corporation d'énergie nucléaire Nouveau-Brunswick (Énergie nucléaire NB)*** qui exploite la centrale de Point Lepreau

- ***La Corporation de transport Énergie Nouveau-Brunswick (Transport Énergie NB)*** qui exploite et entretient le réseau de transport

• **La Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick (Distribution Énergie NB)** qui exploite et entretient le réseau de distribution. Distribution Énergie NB est désigné comme le fournisseur de services de la province du Nouveau-Brunswick en vertu d'un contrat type, et se doit de fournir des services aux clients résidentiels, commerciaux, en gros et industriels de partout dans la province

Annexe II – Surveillance des travaux de remise à neuf par les conseils d’administration et la direction d’Énergie NB

Surveillance du conseil d’administration

6.63 Le conseil d’administration d’Énergie nucléaire NB a constitué un *sous-comité du projet de remise à neuf* formé de trois à cinq membres pour la durée du projet. De plus, le *conseil d’administration d’Énergie NB (avant sa restructuration en 2004) a établi un comité de surveillance nucléaire qui tenait périodiquement des réunions conjointes avec le comité d’audit d’Énergie NB* (un sous-comité du conseil d’administration de Holding Énergie NB).

6.64 Les deux organes de surveillance des conseils d’administration ont reçu régulièrement de la haute direction des informations sur l’avancement du projet. Les auditeurs internes d’Énergie NB, provenant d’un cabinet comptable public, ont également présenté aux comités des conseils d’administration des rapports trimestriels sur des questions financières et de gestion des risques. Enfin, un consultant indépendant déposait des rapports trimestriels sur l’avancement technique.

6.65 Les réunions du conseil à propos de la remise à neuf étaient bien documentées et les exigences de reddition du conseil étaient satisfaites.

Surveillance de la haute direction

6.66 En ce qui concerne la haute direction, un groupe, connu en tant que *comité de la haute direction sur la remise à neuf*, a été formé pour la durée du projet. Il était formé du président-directeur général d’Énergie NB et de plusieurs autres membres de la direction. Il transmettait régulièrement de l’information aux conseils d’administration d’Énergie nucléaire NB et de la Corporation de portefeuille Énergie NB. Les réunions de ce comité étaient bien documentées.

Surveillance des gestionnaires de projet

6.67 On tenait plusieurs réunions régulièrement dans le but de superviser la gestion du projet de remise à neuf. En voici quelques-unes :

- *Réunions conjointes de la direction d’EACL et d’Énergie NB* – Participaient à ces réunions les présidents-directeurs généraux d’Énergie NB et d’EACL, de même que les vices-présidents de chacune des organisations concernées et les cadres principaux d’Énergie NB œuvrant

sur le terrain. Le groupe discutait principalement de l'avancement du projet et des grands problèmes résolus concernant la remise à neuf.

- *Réunions stratégiques* – Participaient à ces réunions les vices-présidents d'Énergie nucléaire NB et d'EACL concernés par la remise à neuf. Ils se réunissaient tous les mois pour faire une mise à jour stratégique, discuter des travaux à venir et soulever des problèmes non résolus par les gestionnaires de niveau inférieur.
 - *Réunions formelles du comité d'analyse du projet* – Participaient à ces réunions les directeurs de projet et les équipes de construction d'EACL et d'Énergie NB. Ils se rencontraient d'abord une fois par mois, puis toutes les semaines, pour analyser l'avancement des travaux, repérer les occasions d'accélérer les travaux de remise à neuf, discuter des problèmes, passer en revue le registre des risques et discuter d'autres questions.
 - *Réunions quotidiennes de communication* – Participaient à ces réunions les directeurs de projet d'EACL et d'Énergie NB. On a inclus ces réunions au processus de surveillance du projet à la moitié des travaux. Elles visaient à accélérer l'avancement du projet par l'analyse des plans de recouvrement, des questions de rotation, de la formation, de l'équipement et d'autres facteurs, sur une base régulière.
 - *Réunions de construction* – Participaient initialement à ces réunions les directeurs de projet d'Énergie NB et d'EACL et leurs équipes de gestionnaires de projet, puis ce sont surtout les équipes de gestionnaires de projet et les directeurs de projet d'EACL, et ultimement les responsables de travaux particuliers et leurs équipes de construction qui y prenaient part. On tenait d'abord les réunions tous les mois, puis toutes les semaines et enfin tous les jours. Le groupe coordonnait les activités et les plans d'action quotidiens.
- 6.68** Les groupes de surveillance faisaient habituellement rapport au groupe de surveillance supérieur immédiat pour assurer une transmission efficace et opportune de l'information sur les principaux enjeux et actions au niveau supérieur de gestion.