

Chapitre 2

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

Contenu

Introduction.....	13
Conclusion	14
Résumé des résultats	15
Étendue de l’audit	24
Approvisionnement et gestion des contrats	25
Analyse des coûts des composantes	42
Analyse des frais relatifs aux heures supplémentaires	47
Analyse de l’imputation des coûts indirects	53
Analyse des coûts d’exploitation, d’entretien et d’administration	55
Annexe I – Composantes des coûts de la remise à neuf	59
Annexe II – Glossaire des principaux termes	61

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

Introduction

2.1 Comme indiqué dans le chapitre 6, volume 2 du Rapport 2013 de la Vérificatrice générale du Nouveau – Brunswick (VGNB), nous avons abordé l'examen de la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau (CPL) en deux étapes. La phase I consistait à :

- décrire les éléments clés de la planification et de l'exécution de la remise à neuf de la CPL par Énergie NB;
- présenter un sommaire des renseignements financiers sur les 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, comme le montre la pièce 2.1.

Pièce 2.1 – Sommaire des renseignements financiers de la CPL

Composantes de la capitalisation de la CPL (en millions de dollars)	
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 partiel	1 423,9 \$
Composantes des coûts de report (en millions de dollars)	
Coûts non incorporables d'Énergie nucléaire NB	839,8 \$
Coûts de l'énergie de remplacement de Production Énergie NB	1 032,9
Coûts recouverts au moyen des tarifs actuels	(957,1)
Intérêts imputables au report	112,0
Total partiel	1 027,6 \$
Total général	2 451,5 \$

Source : Élaboré par le VGNB à partir des données obtenues d'Énergie NB (non auditées).

- 2.2** Dans le cadre de la remise à neuf de la CPL, on a, pour la première fois, remis à neuf un réacteur CANDU 6. Nous réitérons ici le fait qu'étant donné l'ampleur et le caractère unique 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.
- Objectif d'audit**
- 2.3** Voici quel était l'objectif des travaux de la phase II :
- Évaluer le caractère raisonnable des principaux éléments de coûts du projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau.*
- 2.4** Nous avons d'abord analysé de manière approfondie le sommaire des renseignements financiers de la phase I afin de déterminer quels seraient nos domaines prioritaires. À la suite de notre analyse, qui figure à l'annexe I, nous avons décidé de nous concentrer sur les six domaines qui suivent au cours des travaux de la phase II :
- approvisionnement et gestion des contrats;
 - contrats de services importants;
 - coûts des composantes majeures;
 - frais relatifs aux heures supplémentaires;
 - imputation des coûts indirects;
 - coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration (EEA) de la CPL.
- 2.5** Au total, sur les 2,5 milliards de dollars de coûts associés à la remise à neuf, nous en avons examiné par sondage 1,7 milliard.
- Conclusion**
- 2.6** Nous avons conclu que les coûts principaux du projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau étaient raisonnables dans l'ensemble. Néanmoins, par suite des sondages en audit et des consultations avec les experts, nous croyons qu'Énergie NB peut apporter des améliorations dans certains domaines, comme les suivants :
- approvisionnement;
 - gestion des contrats;
 - gestion active des risques liés aux principaux

entrepreneurs.

- 2.7** Nous avons formulé 10 recommandations afin d'améliorer la façon dont Énergie NB réalisera ses grands projets d'immobilisations à l'avenir. On trouve un résumé des recommandations et des réponses d'Énergie NB à la pièce 2.2
- Résumé des résultats**
- 2.8** La remise à neuf de la CPL était terminée en novembre 2012. Elle aura duré 37 mois de plus et coûté 1 milliard de dollars de plus que prévu.
- Approvisionnement et gestion des contrats**
- 2.9** Énergie NB gère régulièrement des projets d'immobilisations importants. De saines pratiques d'approvisionnement et de gestion des contrats sont essentielles à la réussite de ce type de projets. Énergie NB a généralement suivi des pratiques d'offres concurrentielles pour les contrats liés à la remise à neuf de la CPL.
- Étant donné qu'Énergie NB n'a pas eu recours à un appel d'offres, il se peut que l'organisation ait manqué des occasions de réaliser des économies*
- 2.10** Cependant, 4 des 11 contrats que nous avons examinés étaient dispensés des procédures d'appel d'offres public; trois d'entre eux, évalués à 46,6 millions de dollars, concernaient les services d'ingénierie et un autre, évalué à 15 millions de dollars, concernait des compétences particulières. Les dispenses pour le recours à un fournisseur unique appliquées étaient conformes aux exigences de la *Loi sur les achats publics* et au règlement y afférent. Toutefois, rien n'indique qu'Énergie NB ait demandé des devis à d'autres firmes d'ingénierie pour les services obtenus. Étant donné la valeur monétaire importante de ces services et le fait qu'Énergie NB n'a pas eu recours à un appel d'offres, il est possible que l'organisation ait manqué des occasions de réaliser des économies.
- Les principaux éléments de l'administration des contrats ont été bien gérés*
- 2.11** Énergie NB a mis en place des processus d'administration de contrats, qui comportent un mécanisme de surveillance du rendement de l'entrepreneur, de contrôle de la qualité et de gestion des changements aux contrats. En général, ces processus ont bien été respectés.

La structure des contrats doit être améliorée dans certains cas

2.12 La structure de trois contrats signés avec deux fournisseurs semble manquer d'uniformité. Plus précisément, les contrats avec Sunny Corner (30,8 millions de dollars) et O'Brien (9,8 millions de dollars) ont semblé accuser un certain retard par rapport aux normes de l'industrie. Pour des contrats de cette ampleur et de cette portée, nous avons recommandé qu'Énergie NB ait recours aux formats normalisés modernes de l'industrie, par exemple sur la base des modèles de contrat normalisés offerts par la Fédération internationale des ingénieurs-conseils.

Absence d'évaluation postérieure aux contrats

2.13 Les évaluations postérieures aux contrats sont un élément essentiel de la bonne gestion des contrats. Elles comportent une évaluation organisationnelle des profits ou des pertes découlant de l'approvisionnement et des leçons apprises. Rien n'indique qu'Énergie NB ait réalisé ou consigné par écrit des évaluations postérieures aux contrats pour 9 des 11 contrats dans notre échantillon.

Analyse des contrats importants

2.14 Nous avons choisi d'examiner 11 contrats d'une valeur monétaire importante répartis entre neuf fournisseurs qui ont travaillé à la remise à neuf de la CPL ainsi que les demandes de changements applicables. Nous avons cerné trois problèmes importants dans les contrats de quatre des neuf fournisseurs.

La restructuration du contrat avec Siemens était prudente

2.15 Siemens était liée par contrat à Énergie NB et devait fournir de nouvelles turbines et de nouveaux générateurs en plus d'effectuer des travaux liés au système auxiliaire des turbines pendant la mise hors service pour remise à neuf. Au départ, le contrat avec Siemens faisait partie d'un important contrat à prix fixe avec Énergie atomique du Canada ltée (EACL).

2.16 Il était sage de séparer le contrat de Siemens de celui d'EACL. Il est important de conclure des contrats directement avec les fournisseurs des composantes ou de l'équipement majeurs dans le cadre d'un grand projet d'immobilisations.

2.17 Pendant le transport de deux turbines entre Saint Jean et la CPL, celles-ci sont tombées dans le port de Saint Jean et elles ont été endommagées. Siemens les a remises en état et les a installées à ses propres frais. L'entreprise a aussi livré deux nouvelles turbines, qui sont maintenant entreposées à la CPL en attendant leur installation au cours de la mise hors service prévue en 2016, qui devrait

durer 40 jours. Siemens sera responsable de tous les aspects de l'installation, de la main-d'œuvre, du matériel, de la supervision et de l'ingénierie. Énergie NB sera responsable des coûts liés à la supervision de Siemens. Si les turbines peuvent être remplacées pendant la mise hors service prévue, l'accident survenu pendant le transport n'aura pas d'incidence financière additionnelle sur Énergie NB.

Nécessité d'une gestion plus active des risques à Énergie NB

2.18 Cet événement aurait probablement pu être évité grâce à une meilleure planification, à une évaluation des risques plus active et à une supervision des sous-traitants par Énergie NB. Les précédents historiques montrent que le transport de composantes essentielles par train ou par barge a occasionné des événements semblables à celui qui s'est produit pendant la remise à neuf de la CPL.

Travaux préparatoires insuffisants pour le contrat de Castle Rock

2.19 On a retenu les services de Castle Rock pour la construction d'un nouvel immeuble de bureaux pour Énergie NB et pour la remise à neuf d'un bâtiment existant. Énergie NB n'a pas défini correctement la portée du contrat et n'a pas effectué de travaux préparatoires suffisants afin d'éviter les modifications de conception émergentes pour la construction d'un immeuble administratif sur le site de la CPL. Les coûts proposés (6,3 millions de dollars) ont été dépassés (coûts réels de 7,2 millions de dollars).

2.20 Selon l'analyse d'Énergie NB, les répercussions du retard dans l'échéancier auraient été prises en considération dans la décision de ne pas attendre une conception détaillée. L'immeuble était nécessaire pour les activités de remise à neuf, et il fallait terminer sa construction à temps. Les coûts liés au retard d'un mois dans la mise hors service et le rétablissement de courant qui s'ensuit dépasseraient nettement les coûts liés aux modifications de la conception.

Taux majorés payés pour les services d'Acres-Sargent & Lundy (ASL) et de Hatch Sargent & Lundy (HSL)

2.21 On a engagé Acres-Sargent & Lundy (ASL), une société commune en consultation basée à Oakville et Chicago ayant une grande expérience en génie nucléaire et gestion de projet, pour qu'elle fasse le point de façon périodique au conseil d'administration d'Énergie NB sur l'état et l'exécution du projet de remise à neuf. Hatch-Sargent & Lundy (HSL) est passé à la fourniture de services techniques et d'ingénierie pendant la remise en marche de la CPL. HSL a acquis ASL avant que l'entente

soit conclue. Énergie NB a payé 6,2 millions de dollars pour ces services.

2.22 Il n'est pas clair à quel point les contrats ont donné de bons résultats, compte tenu des nombreuses difficultés éprouvées lors de la remise à neuf.

2.23 En raison des connaissances directes du projet acquises par l'équipe d'experts d'HSL, Énergie NB a retenu leurs services au delà de leur mandat initial de surveillance. Énergie NB a payé le prix fort pour leurs services en ingénierie et le support administratif relié. Ces taux étaient de 25 % à 35 % plus élevé que ceux d'autres firmes d'ingénierie engagées par Énergie NB pendant la remise à neuf.

Analyse des coûts des composantes

2.24 Le budget prévu pour les coûts du projet d'immobilisation était de 1 022 millions de dollars en 2005. Les coûts finaux étaient de 1 424 millions de dollars en novembre 2012, soit une hausse de 39 % par rapport au budget de 2005.

2.25 Lorsqu'on a décomposé les dépassements de coûts par composantes financières, les deux plus importantes étaient les suivantes:

- la main-d'œuvre et les services sous contrats;
- les intérêts capitalisés.

2.26 La main-d'œuvre et les services sous contrat sont habituellement les composantes financières les plus importantes associées à une mise hors service. Un bon nombre de ces services sous contrat sont directement liés à la durée prolongée du projet. Il est souvent ardu de réduire ces coûts pendant une mise hors service difficile.

Heures supplémentaires facturées pour le projet

2.27 Au total, 41,2 millions de dollars en frais relatifs aux heures supplémentaires ont été facturés pour le projet de remise à neuf. Énergie NB a attribué une partie importante des heures supplémentaires à une surcharge de travail imprévue découlant du prolongement de la mise hors service. Selon Énergie NB, un facteur clé des travaux imprévus était que la détérioration des systèmes et des composantes était beaucoup plus grave que prévu.

2.28 Il a fallu sept mois pour démarrer la centrale au lieu des quatre mois prévus au départ. Une quantité importante

d'heures supplémentaires a été nécessaire pendant ces sept mois pour éviter de prolonger davantage la mise hors service.

- 2.29** Il est raisonnable pour Énergie NB d'attribuer la majeure partie des heures supplémentaires à la détérioration des systèmes. Néanmoins, lors de la planification du redémarrage, on aurait dû tenir compte du fait que les systèmes se sont détériorés davantage que prévu pendant la mise hors service.
- 2.30** Dans le cadre du sondage en audit pour les heures supplémentaires, nous avons choisi, à des fins de contrôle, les dix employés d'Énergie NB qui ont fait le plus d'heures supplémentaires pendant la remise à neuf.
- 2.31** Ces dix employés ont travaillé sur le projet de remise à neuf tout en s'acquittant de leurs tâches habituelles. Par conséquent, seulement une partie de leur rémunération a été facturée au projet. En moyenne, le total des frais relatifs aux heures supplémentaires facturées au projet correspond à 57 % du total de la rémunération ordinaire facturée pour ce projet. Le total des heures supplémentaires facturées au projet correspond à 34 % du total des heures normales de travail. Le pourcentage moyen pour ces dix employés est raisonnable, puisque le fait que les employés fassent plus d'heures supplémentaires pendant une mise hors service pour une remise à neuf difficile n'a rien d'inhabituel.
- 2.32** Énergie NB a imputé les coûts indirects globaux au projet selon un pourcentage. Pour cette raison, l'augmentation des coûts du projet qui s'est produite en raison de la durée prolongée de la mise hors service a engendré une hausse correspondante du montant imputé pour les coûts indirects globaux.
- 2.33** Dans l'ensemble, les coûts indirects imputés pour la remise à neuf de la CPL ont semblé raisonnables étant donné les activités juridiques, de supervision et de gestion nécessaires pour soutenir le projet.

Analyse de l'imputation des coûts indirects

**Analyse des coûts
d'exploitation,
d'entretien et
d'administration
(EEA)**

- 2.34** Énergie NB estime qu'environ 70 % des systèmes au sein de la CPL sont demeurés opérationnels pendant la remise à neuf. Selon l'expert que nous avons consulté, le degré estimé d'utilisation des systèmes opérationnels pendant une mise hors service est normal pour une centrale nucléaire CANDU.
- 2.35** Énergie NB a utilisé les pratiques courantes de l'industrie nucléaire en matière de gestion des coûts d'EEA pendant la remise à neuf. Les coûts d'Énergie NB étaient certes légèrement plus élevés que ceux rajustés de l'industrie aux États-Unis, mais l'écart peut s'expliquer, et ils semblent donc avoir été raisonnables.

Pièce 2.2 – Sommaire des recommandations

Recommandation	Réponse du ministère	Date cible de la mise en œuvre
<p>2.51 Nous recommandons à Énergie NB d’avoir recours au processus des offres concurrentielles pour tous les services d’ingénierie importants, même si la loi ne l’exige pas.</p>	<p><i>Énergie NB est d'accord que les soumissions concurrentielles ou les évaluations comparatives des propositions sont appropriées pour l'achat de services généraux d'ingénierie.</i></p> <p><i>Si des compétences spécifiques en ingénierie sont requises, Énergie NB cherchera des sources multiples pour l'évaluation comparative des propositions. Dans ces cas, le prix sera un facteur dans la détermination du fournisseur privilégié ainsi que l'expérience, la réputation, l'innovation et l'historique d'exécution dans les délais. Dans certains cas, lorsque les travaux d'ingénierie impliquent la conception de certaines composantes et Énergie NB ne détient pas les plans, alors l'entreprise d'origine devra être impliquée.</i></p>	<p><i>Immédiat</i></p>
<p>2.60 Nous recommandons à Énergie NB de recourir aux formats normalisés de l’industrie pour tous les contrats externes. La Fédération internationale des ingénieurs-conseils offre des modèles de contrat normalisés qui pourraient être employés.</p>	<p><i>Énergie NB actualise présentement ses modèles de contrat pour s'aligner avec les meilleures pratiques et pour réduire le nombre de modèles de contrats utilisé par la Société. Cet effort se traduira par la cohérence des modalités et conditions employées.</i></p>	<p><i>12 mois</i></p>
<p>2.61 Nous recommandons à Énergie NB d’adopter une approche uniforme quant à la réalisation d’évaluations postérieures aux contrats et de consigner tout point à améliorer.</p>	<p><i>Énergie NB utilisera une approche normalisée lors de l'examen post-contractuel.</i></p> <p><i>Énergie NB améliore présentement ses processus de projet, y compris ceux liés aux activités de clôture du projet, ce qui augmentera la cohérence pour l'achèvement des examens post-contractuels et des leçons retenues.</i></p>	<p><i>12 mois</i></p>

Pièce 2.2 – Sommaire des recommandations (suite)

Recommandation	Réponse du ministère	Date cible de la mise en œuvre
<p>2.77 Nous recommandons à Énergie NB :</p> <ul style="list-style-type: none"> • de conclure les contrats directement avec les fournisseurs des composantes ou de l'équipement majeurs; • d'exiger que les entrepreneurs et les sous-traitants démontrent qu'ils ont en place des procédures de sécurité et d'atténuation des risques adaptées à la situation; • d'inclure dans les contrats des dispositions prévoyant une protection suffisante au chapitre de la responsabilité, suivant l'évaluation des risques d'Énergie NB; • d'augmenter la surveillance du transport de l'équipement majeur avec l'entrepreneur et le fournisseur du transport. 	<p><i>Énergie NB accepte que conclure un contrat directement avec les entrepreneurs et les fournisseurs de composantes majeures offre le meilleur niveau de contrôle et de surveillance du rendement des fournisseurs et des entrepreneurs, de la sécurité et des stratégies d'atténuation des risques, notamment la fabrication, le transport et la construction.</i></p> <p><i>Énergie NB modifie présentement ses modèles de contrats avec des dispositions pour aborder la protection de la fiabilité et pour mener la formation du personnel afin d'accroître la reconnaissance du besoin d'équilibrer les risques et la protection de la fiabilité des coûts du contrat.</i></p>	Immédiat
<p>2.82 Pour les futurs contrats de construction d'immeubles, nous recommandons à Énergie NB de faire preuve d'une diligence raisonnable et de se préparer en conséquence en réalisant les travaux préparatoires nécessaires avant d'amorcer le processus d'approvisionnement afin d'éviter les dépassements de coûts.</p>	<p><i>Énergie NB comprend que l'exécution réussie de tous les projets, y compris la construction de bâtiments, dépend de la portée, de l'évaluation et de la planification globale du projet. Énergie NB améliore présentement son cadre d'ensemble pour l'exécution du projet afin d'accroître l'exécution réussie de projets majeurs.</i></p>	Immédiat
<p>2.95 Nous recommandons à Énergie NB de tenir un examen annuel de tous les contrats en temps et matériel importants en cours. Un tel examen permettrait d'évaluer le taux de réussite du fournisseur pendant la dernière année en fonction de critères établis, tels que l'atteinte des résultats et l'optimisation des ressources. Dans le cadre d'un examen annuel, Énergie NB devrait mener des entrevues auprès des principaux employés des fournisseurs et également mandater son personnel chargé d'interagir avec les fournisseurs pour qu'il effectue des évaluations à l'interne.</p>	<p><i>Énergie NB va élaborer un modèle normalisé pour l'examen annuel des grands contrats à temps et matériels en cours, qui seront fournis à tous les propriétaires de contrat.</i></p>	12 mois

Pièce 2.2 – Sommaire des recommandations (suite)

Recommandation	Réponse du ministère	Date cible de la mise en œuvre
<p>2.96 Nous recommandons à Énergie NB de comparer, à titre de référence, les taux du marché en vigueur pour des services semblables et de jumeler ces données à la documentation relative à l’approvisionnement pour étayer le choix du fournisseur.</p>	<p><i>Énergie NB fera en sorte que la documentation relative à l’évaluation des alternatives d’approvisionnement soit maintenue dans les dossiers d’approvisionnement.</i></p>	<p><i>Immédiat</i></p>
<p>2.106 Nous recommandons à Énergie NB d’évaluer sa méthodologie de gestion des coûts d’exécution de projets pour les projets de grande envergure. La méthode de gestion de la valeur acquise, qui constitue une pratique exemplaire dans l’industrie, pourrait servir de modèle.</p>	<p><i>Énergie NB élabore un nouveau cadre de gestion de projet d’entreprise pour améliorer la gouvernance, la planification et l’exécution de projets. Dans le cadre de ce travail, Énergie NB examine des méthodologies alternatives de gestion des coûts de projets en reconnaissance de différentes approches aux projets, y compris les coûts fixes par rapport aux stratégies de projet à coûts variables.</i></p>	<p><i>Juin 2015</i></p>
<p>2.121 Nous recommandons à Énergie NB d’élaborer des plans de contingence pour la gestion des heures supplémentaires qu’occasionnent les retards d’exécution de projets, notamment :</p> <ul style="list-style-type: none"> • des réévaluations périodiques pendant le projet afin de tenir compte des changements importants aux échéanciers; • une analyse adéquate des nouvelles circonstances et une révision du plan au besoin, lorsqu’un incident majeur imprévu a des répercussions sur un projet; • la réalisation de tests suffisants sur l’équipement pour être en mesure de cerner toute problématique découlant des retards prolongés. 	<p><i>Énergie NB élabore des plans de contingence pour les projets dans le cadre de ses processus de gestion des risques de projets. Énergie NB permettra d’améliorer ces processus en assurant que la documentation appropriée tient compte des examens effectués et des plans d’action développés, y compris l’utilisation des heures supplémentaires le cas échéant, pour répondre aux changements au projet.</i></p>	<p><i>Immédiat</i></p>
<p>2.136 Nous recommandons à Énergie NB d’élaborer un plan de dotation pour chaque projet de grande envergure et de le revoir lorsqu’on a déterminé que d’importants changements au projet sont survenus.</p>	<p><i>Énergie NB prépare des plans de dotation pour tous projets majeurs. Énergie NB améliorera ses processus afin d’assurer que la documentation soit mise à jour pour tenir compte des changements aux besoins de dotation le cas échéant.</i></p>	<p><i>Mise en œuvre lors du prochain projet majeur</i></p>

Étendue de l'audit

2.36 Notre travail d'audit a compris ce qui suit :

- la tenue d'entrevues auprès de divers représentants d'Énergie NB et de la CPL;
- l'évaluation des politiques et procédures générales d'approvisionnement d'Énergie NB;
- la vérification des documents d'approvisionnement et de gestion de contrats liés à l'échantillon des contrats que nous avons choisi;
- l'analyse de la rémunération des heures supplémentaires d'un échantillon d'employés de la CPL.

2.37 Dans le cadre de notre audit, nous avons fait appel à une firme indépendante de consultants en énergie nucléaire aux fins suivantes :

- évaluer un échantillon de 11 contrats et de leurs modifications ainsi que déterminer si les dispositions des contrats étaient conformes aux pratiques exemplaires de l'industrie et si elles étaient pertinentes et suffisantes pour protéger les meilleurs intérêts d'Énergie NB;
- analyser les coûts des composantes majeures et la documentation à l'appui pour évaluer et cerner tout coût déraisonnable par rapport aux pratiques exemplaires de l'industrie;
- évaluer le caractère raisonnable des pratiques d'Énergie NB en ce qui a trait à la nature et à l'ampleur des frais relatifs aux heures supplémentaires par rapport aux pratiques exemplaires de l'industrie;
- évaluer le caractère raisonnable du coefficient d'imputation des coûts indirects utilisé par Énergie NB par rapport aux pratiques exemplaires de l'industrie;
- examiner les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration (EEA) d'Énergie nucléaire NB pendant la remise à neuf, y compris leur caractère raisonnable.

- 2.38** Notre expert a comparé la remise à neuf de la centrale nucléaire de Point Lepreau à d'autres projets nucléaires. Ces comparaisons devaient nous permettre de mieux connaître le rendement d'Énergie NB par rapport aux pratiques exemplaires de l'industrie.
- 2.39** Nous avons mis, à l'annexe II, les définitions des termes clés que nous employons dans ce chapitre, compte tenu de la nature technique du sujet.
- 2.40** Notre audit a été réalisé conformément aux normes établies pour les missions de certification par les Comptables professionnels agréés du Canada, ce qui englobe l'optimisation des ressources et la conformité, et a donc consisté en des contrôles et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.
- 2.41** Certains renseignements financiers et statistiques contenus dans le présent chapitre ont été compilés à partir d'information fournie par Énergie NB. Ils n'ont fait l'objet d'aucun audit ou d'aucune autre vérification. Les lecteurs sont avertis que ces renseignements financiers et statistiques peuvent ne pas convenir à leurs fins.

Approvisionnement et gestion des contrats

- 2.42** Énergie NB gère régulièrement des projets d'immobilisations importants. De saines pratiques d'approvisionnement et de gestion des contrats sont essentielles à la réussite de ce type de projets.
- 2.43** Nous avons choisi d'examiner 11 contrats répartis entre neuf fournisseurs qui ont travaillé à la remise à neuf de la CPL, ainsi que leurs demandes de changements applicables. Nous n'avons pas inclus le contrat avec Énergie atomique du Canada limitée (EACL), car Énergie NB a payé le prix fixe dont fait état le contrat de 580 millions de dollars.

Critères utilisés pour évaluer les pratiques d'approvisionnement d'Énergie NB

- 2.44** Nous avons utilisé les critères suivants pour évaluer les pratiques d'approvisionnement d'Énergie NB :
- les services devaient être acquis conformément aux lois et règlements du gouvernement, ainsi qu'aux politiques générales connexes;
 - des appels d'offres devaient être lancés, et les raisons pour lesquelles un tel processus

concurrentiel n'avait pas lieu devaient être justifiées et dûment consignées.

2.45 Nous avons résumé nos sondages en audit à la pièce 2.3 que voici :

Pièce 2.3 : Sommaire des sondages en audit relatifs à l'approvisionnement – Échantillon de 11 contrats

Entreprise	Principaux services fournis	Valeur du contrat (en millions de dollars)	Méthode d'approvisionnement	Justification du défaut de recourir à l'appel d'offre	La dispense est-elle conforme à la Loi sur les achats publics et aux règlements y afférents?
Acres-Sargent & Lundy et Hatch Sargent & Lundy (2 contrats)	Services de gestion de projets et de consultation	6,2	À fournisseur unique	en vertu des dispenses prévues à l'article 27,0	Oui
Areva Np Canada Ltd.	Système de ventilation filtrée d'enceintes de confinement	15	À fournisseur unique	en vertu des dispenses prévues à l'article 27,1	Oui
Atlantic Nuclear Services Inc.	Services d'ingénierie	34,6	À fournisseur unique	en vertu des dispenses prévues à l'article 27,0	Oui
Castle Rock Construction (2 contrats)	Construction d'immeubles de bureaux et aménagement de l'espace intérieur	7,2	Soumissions concurrentielles	s.o.	s.o.
Stantec Consulting Ltd. (anciennement Neill & Gunter)	Services d'ingénierie	5,8	À fournisseur unique	en vertu des dispenses prévues à l'article 27,0	Oui
O'Brien Electric Co Ltd. (2 contrats)	Services d'entretien	9,8	Soumissions concurrentielles	s.o.	s.o.
Siemens Power Generation	Nouvelles turbines, nouvelles génératrices et système auxiliaire des turbines	28,6	Appel d'offres d'EACL	s.o.	s.o.
Sunny Corner Enterprises Inc.	Planification, emballage, fabrication et installation en lien avec l'exécution de projets	30,8	Soumissions concurrentielles	s.o.	s.o.

Source: Élaboré par le VGNB

- Contexte**
- 2.46** Énergie NB est régie par la *Loi sur les achats publics*¹ en tant qu'organisme financé par le gouvernement, conformément au *Règlement du Nouveau-Brunswick 94-157* pris en vertu de la *Loi sur les achats publics*.
- Énergie NB est régie par la Loi sur les achats publics**
- 2.47** On énumère, à l'article 27 du *Règlement*, les services qui sont dispensés de l'application de la *Loi*, notamment :
- les services qui peuvent être fournis par des professionnels tels que des ingénieurs;
 - lorsque les approvisionnements ou les services sont nécessaires en cas d'urgence;
 - lorsque, pour des raisons techniques, il n'existe aucune concurrence et que les biens ou les services ne peuvent être fournis que par un vendeur particulier sans possibilités de solutions de rechanges ou de remplacement (p. ex. source d'approvisionnement unique).
- 2.48** Nous avons également examiné la politique interne d'approvisionnement d'Énergie NB, qui énonce :
- Il incombe au service de Stratégie et de Gestion de la chaîne d'approvisionnement d'acquérir le matériel et les services requis par Énergie NB en conformité avec les dispositions de la *Loi sur les achats publics*, la *Loi sur les contrats de construction de la Couronne* et les règles des offres concurrentielles. L'achat et la gestion du matériel et des services doivent être efficaces afin d'assurer la rentabilité [Traduction].²
- Il incombe au service de Stratégie et de Gestion de la chaîne d'approvisionnement de s'assurer que le processus d'évaluation, de négociation et de sélection des candidats retenus soit mené conformément à la présente politique ainsi qu'aux lois pertinentes, comme la *Loi sur les achats*

¹ La *Loi sur les achats publics* a été remplacée par la *Loi sur la passation des marchés publics*. La *Loi sur la passation des marchés publics* a été proclamée et est entrée en vigueur le 15 octobre 2014.

² Politique générale SC-01 : Achats [Traduction]

publics.

Il faut impérativement évaluer toutes les propositions adéquatement et de façon juste selon les critères établis dans l'appel d'offres [Traduction].³

Nos constatations

2.49 Les documents internes d'Énergie NB décrivent avec précision les procédures relatives à l'achat de services et de biens, à l'évaluation des fournisseurs et à l'administration de contrats. Les procédures énumérées sont complètes, raisonnables et conformes aux lois et aux règlements applicables du gouvernement.

Énergie NB a, de manière générale, respecté le processus de soumissions concurrentielles

2.50 Énergie NB a, de manière générale, respecté un processus de soumissions concurrentielles. Quatre des 11 contrats attribués que nous avons vérifiés par sondage étaient dispensés des procédures d'appel d'offres public; trois d'entre eux, évalués à 46,6 millions de dollars, concernaient les services d'ingénierie et de consultation et un autre, évalué à 15 millions de dollars, concernait des compétences particulières. Les dispenses pour le recours à un fournisseur unique appliquées étaient conformes aux exigences du *Règlement*. Rien ne nous indique qu'Énergie NB ait demandé des devis à d'autres firmes d'ingénierie pour les services d'ingénierie obtenus. Toutefois, étant donné la valeur monétaire importante de ces services et le fait qu'Énergie NB n'ait pas eu recours à un appel d'offres, il est possible que l'organisation ait raté des occasions de réaliser des économies.

Étant donné qu'Énergie NB n'a pas eu recours à un appel d'offres pour les services d'ingénierie, il se peut que l'organisation ait manqué des occasions de réaliser des économies

³ Politique générale SC-18 Processus d'évaluation: [Traduction]

- Recommandation** **2.51** Nous recommandons à Énergie NB d’avoir recours au processus des offres concurrentielles pour tous les services d’ingénierie importants, même si la loi ne l’exige pas.
- Gestion de contrats** **2.52** Pour gérer ses contrats efficacement, une organisation doit mettre en place un processus de gestion efficace et systématique pour la création, l’exécution et l’analyse des contrats, et ce, afin de maximiser le rendement opérationnel et financier et d’atténuer les risques.
- 2.53** Ce processus non seulement améliore le rendement opérationnel et financier, mais aussi atténue les risques associés à la complexité et au nombre de contrats accrus.
- Critères utilisés pour évaluer la gestion des contrats** **2.54** Nous avons utilisé les critères suivants pour évaluer les pratiques de gestion des contrats d’Énergie NB :
- une analyse de rentabilisation devrait être préparée afin de définir les objectifs du contrat, les résultats escomptés, les risques, tout besoin éventuel et les échéanciers;
 - les contrats devraient faire état de livrables clairement et précisément définis;
 - les dispositions des contrats devraient être structurées de façon à être conformes aux pratiques exemplaires de l’industrie et s’avérer pertinentes et suffisantes pour atténuer les risques et protéger les meilleurs intérêts d’Énergie NB;
 - les prolongations et les modifications de contrats devraient être conformes aux politiques du gouvernement et de l’entreprise et être suffisamment justifiées;
 - une évaluation postérieure au contrat devrait être réalisée afin d’évaluer les avantages ou les pertes découlant du processus d’approvisionnement et de tirer des enseignements des expériences cumulées.
- 2.55** Nous avons résumé nos sondages en audit à la pièce 2.4 que voici:

Pièce 2.4 – Sommaire des sondages en audit de la gestion des contrats

Entreprise	Une analyse de rentabilisation a-t-elle été préparée?	Les livrables étaient-ils clairement et précisément définis dans le contrat?	Les dispositions du contrat étaient-elles conformes aux pratiques exemplaires de l'industrie?	Les prolongations et les modifications de contrat étaient-elles adéquatement justifiées et approuvées?	Une évaluation postérieure au contrat a-t-elle été effectuée et consignée?
Acres-Sargent & Lundy et Hatch Sargent & Lundy (2 contrats)	L'analyse de rentabilisation a été préparée pour le projet de remise à neuf, mais pour l'ensemble du projet plutôt que pour chaque contrat.	Oui	Oui	Oui	Non
Areva Np Canada Ltd.		Oui	Oui	Oui	Non
Atlantic Nuclear Services Inc.		Oui	Oui	Oui	Non
Castle Rock Construction (2 contrats)	La justification de la remise à neuf de la CPL ainsi que l'évaluation des risques ont été réalisées et présentées à la CESP. En se penchant sur les améliorations proposées par Dr. Robin Jeffery au nom du gouvernement, on a resserré davantage les mesures d'atténuation des risques.	Oui	Non, les dispositions standard du contrat étaient désuètes comparativement aux pratiques exemplaires de l'industrie.	Oui	Non
Stantec Consulting Ltd. (anciennement Neill & Gunter)	On a utilisé un registre des risques tout au long de la remise à neuf et on a mis en œuvre une stratégie d'atténuation des risques pour chacun des risques définis par l'équipe de projet et chacun de ceux figurant dans les faits saillants sur les principaux risques inclus dans les rapports mensuels à la direction.	Oui	Oui	Oui	Non
O'Brien Electric Co Ltd. (2 contrats)		Oui	Non, les dispositions standard du contrat étaient désuètes comparativement aux pratiques exemplaires de l'industrie.	Oui	Non
Siemens Power Generation		Oui	Oui	Oui	Oui
Sunny Corner Enterprises Inc.		Oui	Oui	Oui	Oui

Source : *Élaboré par le VGNB*

- Nos constatations**
- 2.56** Le processus interne de gestion des contrats d'Énergie NB requiert :
- l'évaluation et la surveillance continues du rendement du fournisseur;
 - l'approbation adéquate des changements au contrat.
- 2.57** Énergie NB a mis en place un processus d'administration de contrats, lequel comporte un mécanisme de surveillance du rendement de l'entrepreneur, de contrôle de la qualité et de gestion des changements aux contrats. De manière générale, les procédures ont été observées pour les contrats de la CPL que nous avons vérifiés par sondage.
- 2.58** Les représentants d'Énergie NB ont indiqué qu'ils avaient mis en place le système d'énoncés de problèmes et de mesures correctives (ÉPMC) afin de consigner les leçons retenues, recommander des mesures correctives et assurer un suivi de la mise en œuvre des recommandations. L'ÉPMC est axé sur le problème à résoudre plutôt que sur un contrat ou un entrepreneur particulier. Énergie NB a été en mesure de faire la preuve que les évaluations postérieures aux contrats avaient été effectuées par l'intermédiaire de l'ÉPMC pour les contrats de Siemens et de Sunny Corner. Aucune évaluation officielle postérieure au contrat n'a été consignée pour les neuf autres contrats faisant partie de notre échantillon.
- Manque d'uniformité dans la structure des contrats**
- 2.59** Lors de notre examen, nous avons constaté un manque d'uniformité dans la structure des contrats. Plus particulièrement, les contrats avec Sunny Corner Enterprises Inc. et O'Brien Electric Co Ltd. ont semblé accuser un certain retard par rapport aux normes de l'industrie pour des contrats de cette ampleur et de cette portée. Habituellement, les grands services publics ont recours à un format de contrat standard afin de promouvoir l'efficacité dans l'élaboration de leurs contrats et pour s'assurer que tous les éléments clés ont été intégrés.

- Recommandations**
- 2.60** Nous recommandons à Énergie NB de recourir aux formats normalisés de l'industrie pour tous les contrats externes. La Fédération internationale des ingénieurs-conseils offre des modèles de contrat normalisés qui pourraient être employés.
- 2.61** Nous recommandons à Énergie NB d'adopter une approche uniforme quant à la réalisation d'évaluations postérieures aux contrats et de consigner tout point à améliorer.
- Analyse de contrats**
- 2.62** Nous avons utilisé les mêmes 11 contrats que ceux indiqués aux pièces 2.3 et 2.4 pour effectuer notre travail d'analyse de contrats. Nous avons appliqué un processus et des critères d'examen uniformes à l'ensemble des 11 contrats. La pièce 2.5 ci-dessous donne un résumé des facteurs examinés.

Pièce 2.5 : Facteurs examinés lors de l'analyse des contrats

Résumé du contrat	Exigences de rendement	Examen des termes clés	Observations	Recommandations
<ul style="list-style-type: none"> • Frais engagés • Conditions relatives au paiement • Portée • Difficultés connues 	<ul style="list-style-type: none"> • Durée • Coût • Principaux paramètres de rendement • Défaillances 	<ul style="list-style-type: none"> • Procédure liée aux demandes de modifications • Autorisation d'avoir recours à la sous-traitance • Force majeure • Disposition en cas de dommages • Cautionnement • Assurance 	<ul style="list-style-type: none"> • Choix judicieux d'entrepreneur • Protection de l'organisation du projet • Solidité des dispositions du contrat • Clauses remplaçantes ou interposées notées 	<ul style="list-style-type: none"> • Nos experts ont présenté les leçons retenues et les recommandations pour l'avenir à la suite de l'examen d'un contrat donné.

Source : Élaboré par le VGNB

- 2.63** Nous avons identifié trois problèmes importants dans les contrats de quatre des neuf fournisseurs. Ces constatations sont abordées dans les sections qui suivent.

**Examen du
contrat de
Siemens***Contexte général*

2.64 Siemens était liée par contrat à Énergie NB et devait fournir de nouvelles turbines et de nouveaux générateurs en plus d'effectuer des travaux liés au système auxiliaire des turbines pendant la mise hors service pour remise à neuf. L'entreprise avait fabriqué l'équipement d'origine en place à la CPL avant la remise à neuf. Au départ, le contrat avec Siemens faisait partie d'un important contrat à prix fixe avec Énergie atomique du Canada Ltée (EACL). La partie du travail de Siemens a, par la suite, été retranchée du contrat d'EACL et affectée directement à Énergie NB. Il s'agissait d'un contrat à prix fixe, lequel avait été octroyé selon le principe de la soumission la moins disante. Au total, 28,6 millions de dollars ont été versés à Siemens pour les générateurs, ainsi que 46 millions de dollars pour les turbines.

**Les frais de main-
d'œuvre de
Siemens sont de
25 % à 30 % plus
élevés**

2.65 Selon les frais de main-d'œuvre présentés dans le contrat, nous estimons que ceux de Siemens étaient de 25 % à 30 % supérieurs aux taux de base figurant dans la convention collective d'Énergie NB. Les compétences spécialisées achetées auprès de Siemens n'étaient pas couvertes par la convention collective d'Énergie NB. Par conséquent, on devait s'attendre à verser un taux majoré dans cette situation. Le taux majoré ne s'appliquait que pour des compétences spécialisées en ingénierie et des compétences de main-d'œuvre techniques non disponibles auprès des professionnels locaux dans le domaine de la construction ou des fournisseurs de services d'ingénierie locaux.

Pièce 2.6 : Turbines sur une barge

Source : Énergie NB

Nos constatations **2.66** Il est de pratique courante pour une centrale nucléaire de conclure un contrat directement avec les fournisseurs qui fourniront et installeront des composantes majeures comme des turbines (voir pièce 2.6) ou des génératrices. Étant donné que ces composantes revêtent une importance cruciale pour une centrale nucléaire, on consacre habituellement beaucoup de temps, d'efforts et d'énergie aux négociations et à la surveillance ultérieure des fournisseurs qui produisent ces composantes.

Il y a eu un accident pendant le transport des turbines

2.67 Cependant, il s'est produit un accident de transport (c.-à-d. les turbines sont tombées à l'eau dans le port de Saint Jean), et les turbines ont été endommagées. Ces dispositifs coûtent très cher et comprennent des composantes spécialisées qui sont difficiles à remplacer. Siemens a remis en état les turbines qui sont tombées dans le port et les a installées à ses frais.

2.68 La durée de vie prévue des turbines remises en état est de six ans, par rapport à 30 ans pour des turbines neuves. Par conséquent, Siemens a plus que rempli son obligation liée

aux dommages-intérêts convenus. En effet, en plus de s'acquitter de la réparation des turbines endommagées, Siemens a remplacé les deux turbines à ses frais. Siemens sera responsable de tous les aspects de l'installation, de la main-d'œuvre, du matériel, de la supervision et de l'ingénierie. Énergie NB sera responsable des coûts liés à la supervision de Siemens. Les nouvelles turbines ont été livrées et sont entreposées à la CPL en attendant leur installation au cours de la mise hors service prévue en 2016, qui devrait durer 40 jours. Si les turbines peuvent être remplacées pendant la mise hors service prévue, l'accident survenu pendant le transport n'aura pas d'incidence financière additionnelle sur Énergie NB.

Si le retard relié aux tubes de cure ne s'était pas produit, l'accident de livraison des turbines aurait pu à lui seul prolonger la mise hors service

2.69 Au moment de l'accident de livraison, Énergie NB éprouvait déjà des difficultés techniques liées à l'enlèvement de vieilles composantes du réacteur et à la préparation du réacteur pour l'installation de nouveaux tubes de cuve. Ces problèmes techniques ont occasionné une mise hors service prolongée. En l'absence de problèmes avec les tubes de cuve ou du retard relié avaient été moins graves, le dommage aux turbines aurait pu à lui seul occasionner une prolongation de la mise hors service.

2.70 Énergie NB avait un plan de contingence afin que le CPL reprend ses activités commerciales en utilisant les turbines actuelles et en les remplaçant durant une mise hors service future planifiée. Par contre, si ceci n'aurait pas été possible et si le projet n'avait pas déjà pris du retard, le coût d'une mise hors service prolongée aurait pu être encouru en raison de l'accident survenu pendant le transport.

Une évaluation des risques plus active s'impose pour l'équipement essentiel

2.71 Les précédents historiques montrent que le transport de composantes essentielles par train ou par barge a occasionné des événements semblables à celui discuté ici. Cet événement aurait probablement pu être évité grâce à une meilleure planification, à une évaluation des risques plus active et à une supervision des sous-traitants.

- 2.72** Le transport d'équipement majeur comme les turbines fait l'objet d'une planification et d'une surveillance considérables. La responsabilité financière et la perte de revenus en cas de non-exécution ou de non-livraison seraient tellement importantes qu'il est courant d'exiger un montant de garantie d'au moins 100 % de la valeur du contrat.
- 2.73** Le montant de garantie de Siemens était de 20 % de la valeur du contrat. Le montant des dommages-intérêts est un élément négocié, et chacune des augmentations en pourcentage des dommages-intérêts fait augmenter le coût du contrat. D'après Énergie NB, les dommages-intérêts négociés dans ce contrat représentaient le meilleur équilibre entre le risque et le coût.
- 2.74** Pour cette activité, conserver les anciennes turbines, les entreposer et les protéger dans l'éventualité où elles devraient être remises en service pour pallier des problèmes imprévus à court terme faisait partie du plan d'atténuation des risques d'Énergie NB.
- 2.75** Cependant, l'évaluation des risques d'Énergie n'était pas suffisamment consignée par écrit pour supporter sa décision de limiter les dommages-intérêts à 20 %. Selon notre consultation avec les experts, le plan était judicieux compte tenu des circonstances, mais il n'a pas réduit la nécessité d'employer un libellé de limitation de responsabilité adéquat dans le contrat.

Il était sage de séparer le contrat de Siemens de celui d'EACL

- 2.76** Il était sage de séparer le contrat de Siemens de celui d'EACL. Il est conseillé d'avoir une relation contractuelle directe avec un fournisseur de composantes importantes comme des turbines ou des génératrices. Le palier administratif supplémentaire qui aurait existé si EACL était associée au contrat n'aurait fait que compliquer davantage les problèmes relatifs aux turbines auxquels Énergie NB était confrontée.

Recommandations

- 2.77** Nous recommandons à Énergie NB :
- **de conclure les contrats directement avec les fournisseurs des composantes ou de l'équipement majeurs;**
 - **d'exiger que les entrepreneurs et les sous-traitants démontrent qu'ils ont en place des procédures de sécurité et d'atténuation des risques adaptées à la**

situation;

- **d’inclure dans les contrats des dispositions prévoyant une protection suffisante au chapitre de la responsabilité, suivant l’évaluation des risques d’Énergie NB;**
- **d’augmenter la surveillance du transport de l’équipement majeur avec l’entrepreneur et le fournisseur du transport.**

Examen du contrat de Castle Rock

Contexte général

2.78 Castle Rock a été engagé pour la construction d’un nouvel immeuble de bureaux pour Énergie NB (voir pièce 2.7) et pour la remise à neuf d’un bâtiment existant à la CPL. Castle Rock a assuré ces services lors de la remise à neuf de la CPL selon un prix fixe.

2.79 Il est de pratique courante pour le propriétaire d’un complexe nucléaire d’avoir recours à un entrepreneur pour construire et équiper des locaux pour bureaux lorsqu’il en a besoin. Idéalement, cet entrepreneur ferait l’objet d’une évaluation rigoureuse et serait tenu d’exécuter les travaux en respectant le calendrier et le budget prévus, étant donné que les demandes de changements aux contrats coûtent habituellement plus cher que les travaux négociés à l’avance.

Pièce 2.7: Immeuble de bureaux de la CPL



Source : Énergie NB

Nos constatations

2.80 Les coûts proposés (6,3 millions de dollars) ont été dépassés de 900 000 \$ (coûts réels de 7,2 millions de dollars). Énergie NB n’avait pas indiqué d’exigence relativement à une nouvelle conception au moment de la

signature des contrats, pas plus qu'elle n'avait dûment défini la portée du contrat. Des modifications tardives de la conception et de la portée ont occasionné un dépassement des coûts de 900 000 \$ pour les travaux liés à l'immeuble de bureaux.

2.81 Des représentants d'Énergie NB ont fait savoir qu'en raison d'impératifs liés aux échéanciers, l'immeuble de bureaux devait être disponible pour les activités de remise à neuf. Les répercussions de retards dans l'échéancier auraient été prises en considération dans la décision de ne pas attendre une conception détaillée. Énergie NB a indiqué que les coûts liés au retard d'un mois dans la mise hors service et le rétablissement de courant qui s'ensuit dépasseraient nettement les coûts liés aux modifications de la conception.

Recommandation

2.82 **Pour les futurs contrats de construction d'immeubles, nous recommandons à Énergie NB de faire preuve d'une diligence raisonnable et de se préparer en conséquence en réalisant les travaux préparatoires nécessaires avant d'amorcer le processus d'approvisionnement afin d'éviter les dépassements de coûts.**

**Examen des
contrats d'Acres-
Sargent & Lundy
et de Hatch-
Sargent & Lundy**

Contexte général

2.83 On a engagé Acres-Sargent & Lundy (ASL) pour qu'elle fasse le point de façon périodique au conseil d'administration d'Énergie NB sur l'état et l'exécution du projet de remise à neuf. Il s'agissait d'un contrat en temps et matériel à fournisseur unique d'une durée d'environ six ans, à savoir de novembre 2005 à février 2012, qui a coûté 6,2 millions de dollars.

2.84 Hatch-Sargent & Lundy (HSL) a fourni des services techniques et d'ingénierie pendant la remise en marche de la CPL. HSL a acquis ASL avant que l'entente soit conclue. Le contrat avait été conclu avec des personnes qui connaissaient déjà les circonstances entourant la remise à neuf. Plusieurs membres de l'équipe de HSL avaient été associés à ASL dans le passé et participaient donc à la remise à neuf depuis longtemps. Ils avaient aussi de l'expérience sur d'autres projets de remise à neuf. Énergie NB estimait qu'avoir recours à HSL était plus efficace et permettait de gagner du temps en évitant d'avoir à mettre à jour de nouveaux entrepreneurs.

- Nos constatations**
- 2.85** Dans le cadre d'un projet d'envergure, il n'est pas rare qu'un contrat fournisse un savoir-faire technique à un conseil d'administration ou à une équipe de direction. Dans les circonstances idéales, un contrat de ce genre permettrait au conseil de mieux comprendre le projet et de prendre des décisions plus éclairées. Il procure également l'évaluation et le point de vue d'un tiers quant au travail effectué par des employés clés.
- 2.86** Il est important pour le conseil d'administration d'avoir une compréhension approfondie de l'état du projet, y compris de toute difficulté technique survenue en cours de route.
- 2.87** Nous avons examiné les contrats d'ASL et de HSL. La portée des travaux conformément aux contrats était clairement définie. Nous avons aussi passé en revue les rapports trimestriels qu'ASL a présentés au conseil. ASL a repéré des problèmes et des risques systémiques pendant la remise à neuf et les a signalés au conseil chaque trimestre. Les problèmes et les risques étaient désignés par un code de couleur en fonction de leur gravité.
- 2.88** Une centrale nucléaire devient un endroit très animé à l'approche de la fin d'une mise hors service et du début des préparatifs pour la remise en marche. Ce type d'ambiance « survoltée » nécessite parfois l'embauche de spécialistes externes assez coûteux qui possèdent des compétences uniques permettant d'appuyer l'exécution de tâches cruciales dans les délais prescrits. Ces experts sont aussi plus efficaces que des homologues ayant moins d'expérience. Dans un scénario idéal, un propriétaire tenterait d'éviter de dépendre à l'excès d'un expert ou d'un groupe d'experts donné et aurait recours à toutes les avenues possibles d'influence afin de négocier les meilleures modalités de contrats possible avec ces experts lorsque cela s'avère nécessaire.
- Les services fournis par ASL n'ont pas complètement atténué les nombreuses difficultés éprouvées**
- 2.89** Bien qu'une surveillance indépendante en support au rôle de gouvernance du conseil est reconnue comme étant nécessaire et de valeur, cet effort n'a pas atténué complètement les nombreuses difficultés éprouvées lors de la remise à neuf, y compris un sérieux accident de transport des turbines et le dommage physique aux forages des tubes de cuve en préparation pour l'installation des tubes de cuve dans le réacteur.

2.90 En raison des connaissances directs du projet acquises par l'équipe d'experts d'HSL, Énergie NB a retenu leurs services au-delà de leur mandat initial de surveillance. Les taux versés à HSL étaient de 25 % à 35 % supérieurs à ceux de toutes les autres firmes d'ingénierie engagées par Énergie NB pendant la remise à neuf. Énergie NB a aussi payé plus que les taux du marché pour les services de support administratif connexes. Par exemple, les taux de HSL comprenaient des frais de 75 \$ l'heure pour des services administratifs à leur siège social à Chicago, comparativement à une moyenne de 45 \$ l'heure facturés par d'autres firmes retenues par Énergie NB pour ces mêmes services..

Énergie NB a payé une prime pour le savoir-faire de HSL

2.91 Le fait qu'Énergie NB dépendait de ces services et ait payé des tarifs élevés pour les obtenir semble avoir été attribuable, du moins en partie, aux vives pressions entourant la remise en marche de la centrale. Ces pressions ont fait en sorte qu'il était difficile pour Énergie NB d'user de son influence dans le processus de négociation avec HSL.

2.92 Avant l'achèvement de la remise à neuf, Énergie NB a évalué son contrat avec HSL, puis a misé sur la prudence et déterminé que le moment était venu de cesser d'utiliser ses services au plus tard en février 2012.

2.93 En général, plus Énergie NB se renseigne sur les tarifs exigés par les fournisseurs de services, plus elle est en mesure d'exercer des pressions pendant le processus de négociation. Idéalement, cela lui permettra de négocier de meilleurs tarifs et modalités de contrats même en présence d'un savoir-faire unique.

2.94 Qui plus est, le fait de répartir le travail entre plusieurs fournisseurs avant une mise hors service permettrait à Énergie NB d'éviter de trop s'en remettre à un seul fournisseur de services.

Recommandations

2.95 Nous recommandons à Énergie NB de tenir un examen annuel de tous les contrats en temps et matériel importants en cours. Un tel examen permettrait d'évaluer le taux de réussite du fournisseur pendant la dernière année en fonction de critères établis, tels que l'atteinte des résultats et l'optimisation des ressources. Dans le cadre d'un examen annuel, Énergie NB devrait mener des entrevues auprès des principaux employés des fournisseurs et également mandater son personnel chargé d'interagir avec les fournisseurs pour qu'il effectue des évaluations à l'interne.

2.96 Nous recommandons à Énergie NB de comparer, à titre de référence, les taux du marché en vigueur pour des services semblables et de jumeler ces données à la documentation relative à l'approvisionnement pour étayer le choix du fournisseur.

Analyse des coûts des composantes**Contexte**

2.97 Comme mentionné dans le rapport de la phase 1, les coûts totaux d'immobilisation pour la remise à neuf de la CPL étaient de 1,4 milliard de dollars et consistaient en quatre composantes majeures:

- planification du projet : 90,2 millions de dollars;
- services sous contrat : 780,3 millions de dollars;
- intérêts capitalisés : 292,9 millions de dollars;
- coûts internes d'Énergie NB : 260,5 millions de dollars.

2.98 Initialement, le projet de remise à neuf devait se dérouler sur une période de 18 mois. Dans les faits, on a mis presque cinq ans pour la réalisation de ce projet. Ce prolongement de la durée est attribuable en grande partie aux problèmes en lien avec les tubes de cuve mentionnés précédemment. Bien que l'on consacre beaucoup de temps, d'efforts et de ressources à la planification des mises hors service dans les centrales nucléaires, il arrive que des surcharges et des prolongations de délais surviennent. Toutefois, il est inhabituel qu'une mise hors service devant initialement durer 18 mois dure près de cinq ans.

2.99 Entre l'estimation initiale du projet d'Énergie NB en janvier 2004 et le budget approuvé en 2005, plusieurs des contrats de remise à neuf ont subi une renégociation du prix fixe avec indexation au prix fixe. Énergie NB a mis en œuvre ces mesures, entre autres, en réponse aux recommandations qu'a formulées le Dr. Robin Jeffrey, consultant pour le gouvernement du Nouveau-Brunswick, en avril 2004⁴, comme discuté dans notre rapport de 2013.

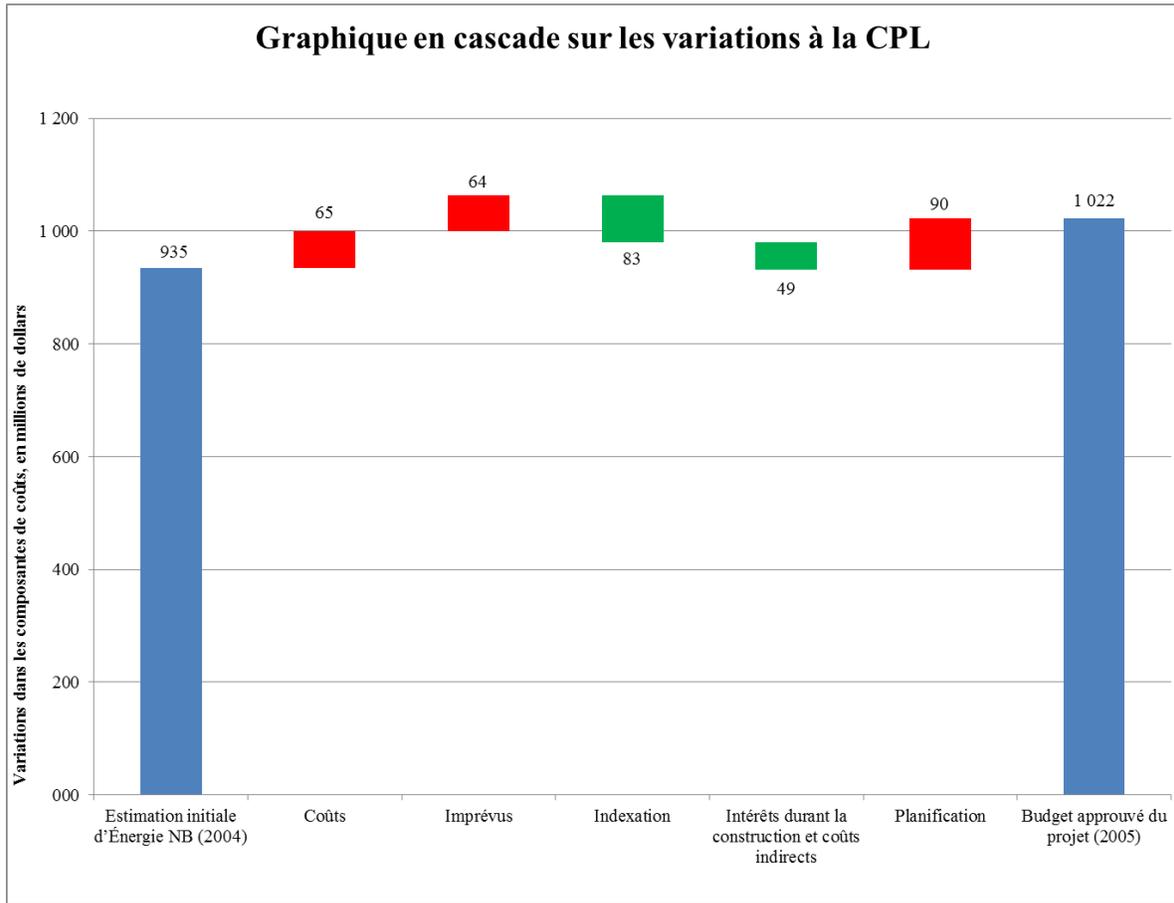
Les coûts estimés pour ce projet d'immobilisations ont augmenté d'environ 9,3 %, passant de 935 millions de dollars (coûts initiaux en 2004) à 1 022 millions de dollars (coûts révisés en 2005)

2.100 Ces renégociations étaient fondées sur une date de début de projet, à savoir août 2005, et sur une date de début de mise hors service, en avril 2008. Ces contrats à prix fixe renégociés avec EACL comptaient pour environ deux tiers du service contractuel d'une valeur de 935 millions de dollars. Comme en fait état la pièce 2.8.1, il s'en est suivi une hausse des coûts de 65 millions de dollars et des imprévus de 64 millions de dollars. L'indexation a connu une baisse de 83 millions de dollars, tandis que les intérêts durant la construction et les coûts indirects ont connu une baisse de 49 millions de dollars. Bien qu'il ne s'agisse pas d'une compensation complète, cette renégociation a permis à Énergie NB de transférer la majeure partie du risque lié aux échéanciers pour la portée du contrat à EACL.

2.101 Énergie NB a également intégré des coûts de planification de projet de 90 millions de dollars en tant que catégorie distincte. L'estimation initiale du projet estimait des coûts de planification de 70 millions de dollars. Ils n'étaient pas indiqués en tant que catégorie distincte mais plutôt inclus dans l'estimation initiale du projet de 935 millions de dollars. Par conséquent, les coûts estimés de ce projet d'immobilisations ont connu une hausse de 9,3 %, passant de 935 millions à 1 022 millions de dollars.

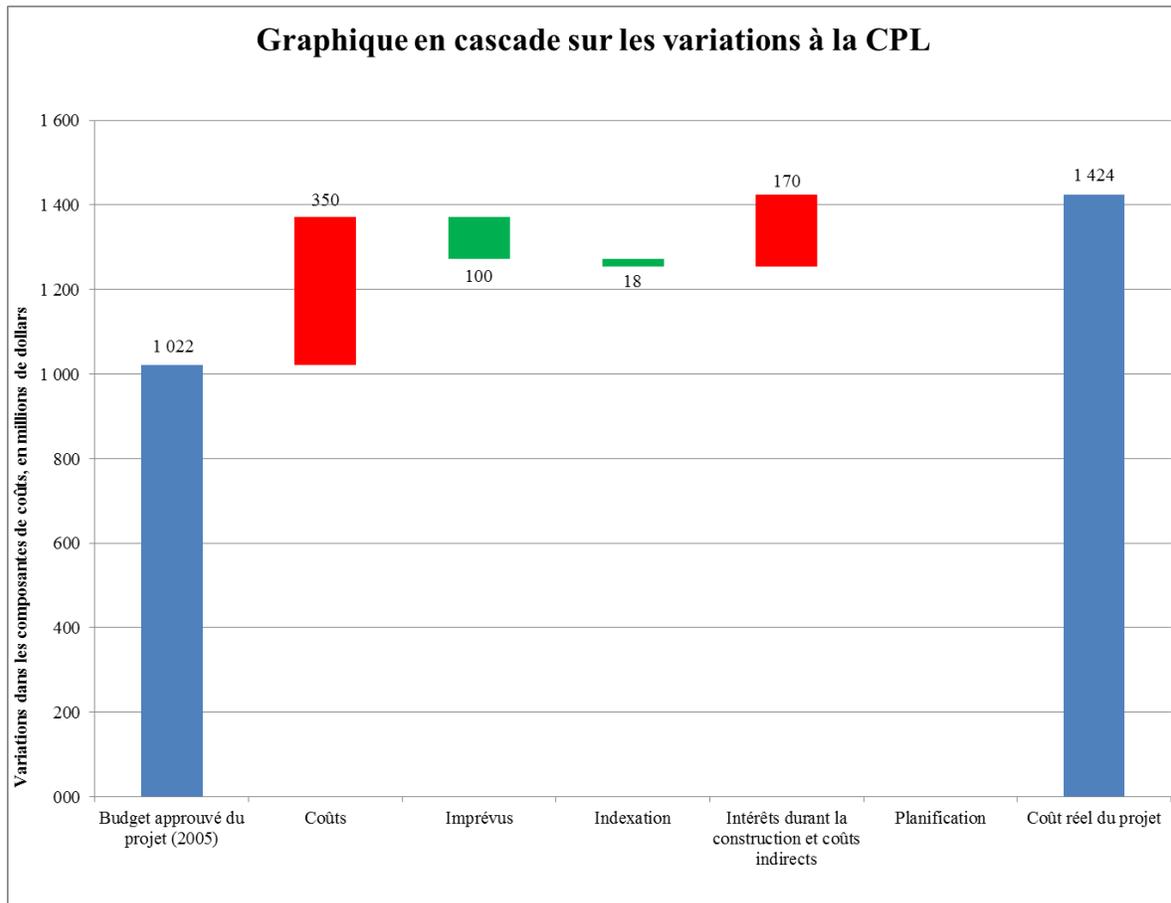
⁴ (Étude de Robin Jeffrey, page 7, recommandation n° 2).

Pièce 2.8.1 – Dépassements des coûts de l'estimation initiale au budget approuvé du projet



Source : Élaboré par le VGNB à partir des données obtenues d'Énergie NB (non auditées).

Pièce 2.8.2 – Dépassements des coûts du budget approuvé du projet au coût réel du projet



Source : Élaboré par le VGNB à partir des données obtenues d'Énergie NB (non auditées).

Le coût final du projet était de 1 424 millions de dollars, soit une augmentation de 39 % par rapport au budget approuvé de 1 022 millions en 2005

2.102 Étant donné que la mise hors service s'est poursuivie au-delà de la date de redémarrage prévue initialement pour septembre 2009, les intérêts ont continué de s'accumuler pendant la construction à un taux estimé de 5,8 % par année pendant trois ans environ. Cela a donné lieu à une variation défavorable de 170 millions de dollars en intérêts durant la construction et en coûts indirects. De plus, les autres coûts liés à la construction, tels que les services sous contrat, la main-d'œuvre d'Énergie NB et les frais occasionnés pendant ces trois années ont ajouté un montant de 350 millions de dollars au projet, en raison de la mise hors service prolongée. Les éléments défavorables ont été partiellement compensés par l'estimation des imprévis et de l'indexation incluse dans l'estimation approuvée d'environ 118 millions de dollars. Collectivement, ces variations ont donné lieu à un coût définitif pour le projet d'environ 1 424 millions de dollars en novembre 2012, soit une augmentation de 39 % par rapport au budget

approuvée de 1 022 millions de dollars, comme en fait état la pièce 2.8.2.

2.103 Lorsqu'on décompose les dépassements de coûts par composantes financières, on constate que les deux plus importantes étaient les suivantes:

- services sous contrat : 153,3 millions de dollars
- intérêts capitalisés : 156,8 millions de dollars

2.104 La main-d'œuvre et les services sous contrat sont habituellement les composantes financières les plus importantes associées à une mise hors service. Un bon nombre de ces services sous contrat sont directement liés à la durée prolongée du projet. Par conséquent, il aurait été difficile pour Énergie NB de diminuer ces coûts.

*Amélioration
nécessaire au
chapitre des données
financières du projet*

2.105 Afin d'établir une comparaison avec d'autres projets semblables dans des centrales nucléaires, nous avons essayé d'attribuer les composantes de coûts directement à certaines parties de la centrale. Toutefois, nous n'avons pas été en mesure d'accomplir cette tâche, car Énergie NB conservait les données financières de la CPL dans un système de comptabilité d'entreprise essentiellement à des fins de comptabilité financière. À l'heure actuelle, c'est le système de gestion de la valeur acquise (GVA) qui constitue la pratique exemplaire de l'industrie en matière de gestion de coûts de projets⁵. Les composantes clés du GVA englobent :

- le lot de travaux, le budget et la gestion du contrôle des changements;
- la mesure des progrès;
- les dépenses et l'intégration du calendrier.

⁵ Le système de gestion de la valeur acquise (GVA) est codifié dans la norme ANSI/EIA-748C, qui contient les lignes directrices de la GVA, une liste des termes courants, une discussion sur le processus, de la documentation relative au système et une section portant sur l'évaluation du système. Voir le site de l'American National Standards Institute (ansi.org).

Recommandation

2.106 Nous recommandons à Énergie NB d'évaluer sa méthodologie de gestion des coûts d'exécution de projets pour les projets de grande envergure. La méthode de gestion de la valeur acquise, qui constitue une pratique exemplaire dans l'industrie, pourrait servir de modèle.

Analyse des frais relatifs aux heures supplémentaires**Contexte général**

2.107 Au total, 41,2 millions de dollars en frais relatifs aux heures supplémentaires ont été facturés pour le projet de remise à neuf. Nous avons évalué le caractère raisonnable des pratiques d'Énergie NB en ce qui a trait à la nature et à l'ampleur des frais relatifs aux heures supplémentaires par rapport aux pratiques exemplaires de l'industrie.

Pratiques exemplaires quant à l'utilisation des heures supplémentaires

2.108 Une planification minutieuse du recours aux heures supplémentaires est une pratique exemplaire en gestion de projet dans l'ensemble de l'industrie nucléaire. S'en tenir au plan initial pour la répartition des heures supplémentaires requiert souvent une discipline rigoureuse de la part des gestionnaires de projet qui subissent beaucoup de pression en lien avec l'achèvement des travaux. Les pressions extérieures donnent souvent lieu à une hausse du recours aux heures supplémentaires vers la fin d'une mise hors service.

2.109 Les gestionnaires de projet expérimentés indiquent qu'il est souvent plus efficace d'accomplir une tâche en recourant aux heures supplémentaires que d'arrêter et de recommencer dans les heures normales. Certaines des raisons couramment citées pour le recours aux heures supplémentaires englobent les travaux urgents, un ardent désir d'achever le projet et aussi le fait qu'il est habituellement plus facile de faire appel à des employés que de mettre à jour des entrepreneurs. Retenir des entrepreneurs très rapidement présente d'autres difficultés ainsi que de longs délais d'approvisionnement, un long traitement administratif et des exigences en matière de formation.

Un facteur clé des travaux imprévus était que la détérioration des systèmes et des composantes était beaucoup plus importante que prévu

2.110 Énergie NB a attribué une partie importante des heures supplémentaires à une surcharge de travail imprévue découlant du prolongement de la mise hors service. Un facteur clé des travaux imprévus était que la détérioration des systèmes et des composantes était beaucoup plus importante que prévu. Les systèmes non utilisés se détériorent au fil du temps. Plus le temps d'inutilisation des systèmes se prolonge, plus la détérioration risque d'empirer. Si une mise hors service dure plus longtemps que prévu, cela peut créer une charge de travail accrue lors du démarrage par rapport à ce qu'on avait prévu.

2.111 Toutefois, il est possible d'effectuer des essais sur les systèmes et de revoir les précédents de l'industrie afin de se préparer en vue des répercussions qu'une mise hors service prolongée peut avoir sur les systèmes.

Nos constatations

2.112 Le redémarrage de la centrale a pris sept mois au lieu de quatre tel que planifié initialement. Bien qu'Énergie NB ait tenté de revoir son plan de démarrage afin de prendre pleinement connaissance du travail qu'il faudrait effectuer pour redémarrer la centrale, les plans n'ont pas semblé tenir compte des problèmes importants de détérioration, qui étaient plus importants que prévu. Un montant important d'heures supplémentaires a été requis pendant ces sept mois afin d'éviter de prolonger la mise hors service.

Analyse des frais relatifs aux heures supplémentaires pour chacun des employés

2.113 Dans le cadre de l'examen des heures supplémentaires, nous avons aussi choisi, à des fins de contrôle, les dix employés d'Énergie NB qui ont fait le plus d'heures supplémentaires pendant la remise à neuf. Nous avons mis l'accent sur l'admissibilité et le caractère raisonnable des frais relatifs aux heures supplémentaires facturés comparativement à la rémunération normale.

2.114 Tous ces employés ont travaillé pendant la période complète de la remise à neuf de 7,3 ans, à savoir du 1^{er} août 2005 au 23 novembre 2012⁶. Ils appartiennent tous au même syndicat : la section locale 37 de la Fraternité internationale des ouvriers en électricité. Selon la convention collective, ces employés étaient admissibles à

⁶ Comprends la planification, l'ingénierie, l'approvisionnement et la construction pour le projet de remise à neuf.

une rémunération pour des heures supplémentaires. Tous les postes que nous avons examinés dans l'échantillon choisi étaient de nature technique et opérationnelle.

- 2.115** Il est essentiel de connaître le nombre d'heures supplémentaires accomplies par chaque employé afin de déterminer si la paie pour les heures supplémentaires qu'ils ont reçue était raisonnable. En supposant que le taux des heures supplémentaires soit en moyenne à 1,5 fois la paie de base, et en supposant que la moyenne des heures supplémentaires équivaille à 50 % d'une semaine de travail normale, les heures supplémentaires correspondraient en moyenne à 40 à 50 % de la paie de base. De toute évidence, plus le nombre d'heures travaillées est élevé en vertu de cette entente, plus le ratio d'heures supplémentaires payées par rapport aux heures normales de travail sera élevé.
- 2.116** Nous avons examiné leur paie normale et leur paie d'heures supplémentaires reçues durant la période du projet de remise à neuf de 7,3 années. Les frais reliés aux heures supplémentaires correspondaient à 48 % de la rémunération normale. Le total des heures supplémentaires correspondait à 27 % des heures de travail normales. Les détails sont présentés à la pièce 2.9.1.
- 2.117** Nous avons aussi examiné leur paie normale et leur paie d'heures supplémentaires facturées au projet de remise à neuf. Les dix employés ont travaillé sur le projet de remise à neuf tout en s'acquittant de leurs tâches habituelles. Par conséquent, seulement une partie de leur rémunération a été facturée au projet.
- 2.118** En moyenne, le total de la paie d'heures supplémentaires facturées pour ce projet correspond à 57 % du total de la rémunération ordinaire facturée pour ce projet. Le total des heures supplémentaires facturées au projet correspondait à 34 % des heures de travail normales. Les détails sont présentés à la pièce 2.9.2.
- 2.119** Le pourcentage moyen pour ces dix employés était raisonnable, étant donné le fait que travailler plus d'heures supplémentaires pendant une mise hors service pour une remise à neuf difficile n'a rien d'inhabituel.

Pièce 2.9.1 – Analyse des heures supplémentaires de la remise à neuf des dix premiers salariés – rémunération totale durant la période de la remise à neuf

Titre/ Poste	Rémunération totale durant la période de la remise à neuf		Paie brute totale				Paie pour heures supplémentaires				Pourcentage de la paie pour heures supplémentaires par rapport à la paie ordinaire	
	Rémunération totale (\$)	Rémunération totale annualisée (\$)	Paie ordinaire (\$)	Paie ordinaire annualisée (\$)	Heures normales	Heures normales annualisées	Paie pour heures supplémentaires (\$)	Paie pour heures supplémentaires annualisées (\$)	Heures supplémentaires	Heures supplémentaires annualisées	Paie	Heures
Manutention du combustible nucléaire	1 364 304	186 126	871 999	118 963	15 204	2 074	492 305	67 163	5 082	693	56	33
Instrumentation électrique et contrôles	1 135 874	154 963	718 903	98 077	15 760	2 150	416 971	56 886	4 913	670	58	31
Manutention du combustible nucléaire	1 209 937	165 103	812 582	110 894	15 284	2 085	397 355	54 209	4 301	587	49	28
Activités	1 230 787	167 911	841 371	114 785	15 250	2 080	389 416	53 126	3 643	497	46	24
Activités/Manutention du combustible nucléaire	1 072 517	146 319	702 943	95 900	15 187	2 072	369 574	50 419	4 660	636	53	31
Vérification du rayonnement nucléaire	1 146 061	156 352	788 689	107 597	15 639	2 133	357 372	48 755	4 321	589	45	28
Activités/Manutention du combustible nucléaire	1 009 204	137 681	691 132	94 288	15 379	2 098	318 072	43 393	4 135	564	46	27
Activités/Manutention du combustible nucléaire	1 009 301	137 694	700 963	95 629	14 920	2 035	308 338	42 065	3 768	514	44	25
Mise en service	1 043 567	142 375	738 858	100 799	15 335	2 092	304 709	41 576	3 460	472	41	23
Chef de projet	943 039	128 655	661 540	90 251	14 877	2 030	281 499	38 404	3 410	465	43	23
Total	11 164 900		7 529 250		152 835		3 635 650		41 693		48	27

Source : Élaboré par le VGNB à partir des données obtenues d'Énergie NB (non auditées)

*La période entière de remise à neuf de 7,3 années a commencé du 1^{er} août 2005 au 23 novembre 2012. Les montants de rémunération n'incluent pas la part des avantages sociaux payés par l'employeur.

Pièce 2.9.2 – Analyse des heures supplémentaires de la remise à neuf des dix premiers salariés - partie de la rémunération imputée au projet de remise à neuf

Titre/ Poste	Partie de la rémunération imputée au projet de remise à neuf		Paie et heures normales de travail imputées à la remise à neuf (avantages sociaux payés par l'employeur non compris)				Paie et heures supplémentaires imputées à la remise à neuf				Pourcentage des heures supplémentaires par rapport aux heures normales de travail	
	Rémunération liée à la remise à neuf (\$)	Rémunération liée à la remise à neuf annualisée (\$)	Paie ordinaire (\$)	Paie ordinaire annualisée (\$)	Heures normales	Heures normales annualisées	Paie pour heures supplémentaires (\$)	Paie pour heures supplémentaires annualisées (\$)	Heures supplémentaires	Heures supplémentaires annualisées	Paie	Heures
Manutention du combustible nucléaire	959 230	130 863	584 284	79 711	9 421	1 285	374 946	51 152	3,757	513	64	40
Instrumentation électrique et contrôles	578 958	78 984	289 545	39 501	6 182	843	289 413	39 483	3 315	452	100	54
Manutention du combustible nucléaire	806 424	110 017	515 301	70 300	8 796	1 200	291 123	39 717	3 023	412	56	34
Activités	720 283	98 264	498 691	68 033	8 241	1 124	221 592	30 231	2 039	278	44	25
Activités/Manutention du combustible nucléaire	743 570	101 442	455 284	62 112	8 258	1 127	288 286	39 330	3 360	458	63	41
Vérification du rayonnement nucléaire	828 214	112 989	553 572	75 521	9 511	1 298	274 642	37 468	3 140	428	50	33
Activités/Manutention du combustible nucléaire	565 846	77 196	337 809	46 086	6 514	889	228 037	31 110	2 776	379	68	43
Activités/Manutention du combustible nucléaire	720 679	98 319	483 226	65 924	8 967	1 223	237 453	32 395	2 690	367	49	30
Mise en service	693 638	94 630	471 107	64 271	9 426	1 286	222 531	30 359	2 452	335	47	26
Chef de projet	777 422	106 060	530 495	72 373	11 573	1 579	246 927	33 687	2 977	406	47	26
Total	7 394 264		4 719 314		86 889		2 674 950		29 529		57	34

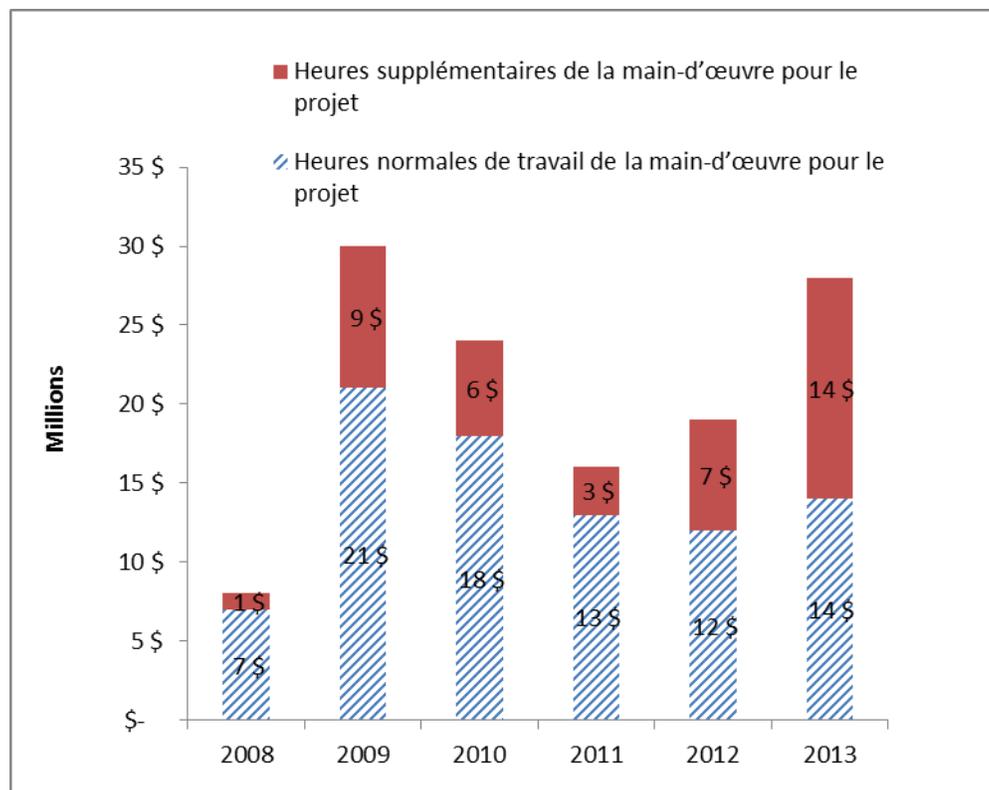
Source : Élaboré par le VGNB à partir des données obtenues d'Énergie NB (non auditées)

*La période entière de remise à neuf de 7,3 années a commencé du 1^{er} août 2005 au 23 novembre 2012. Les montants de rémunération n'incluent pas la part des avantages sociaux payés par l'employeur.

Énergie NB a mis sept mois pour préparer le redémarrage de la centrale, ce qui équivaut à trois mois de plus que ce qui était prévu

2.120 Au départ, Énergie NB avait prévu trois mois pour la préparation du redémarrage de la centrale à la fin de la mise hors service. Lorsque la portée et la durée d'un projet changent considérablement, il est de pratique courante de réévaluer le plan initial et d'apporter des modifications au besoin. La réévaluation d'Énergie NB a donné lieu à un changement dans la durée du plan de redémarrage, qui est passé de trois à quatre mois. En fin de compte, on a mis sept mois pour préparer la centrale au redémarrage. La période de redémarrage a occasionné un nombre important d'heures supplémentaires. La pièce 2.10 fait état des coûts associés aux heures supplémentaires et aux heures normales de travail à chaque exercice financier, pour la durée de la remise à neuf.

Pièce 2.10 – Données sur les coûts des heures normales et supplémentaires d'Énergie NB (non ajustées)



Source : Élaboré par le VGNB à partir des données obtenues d'Énergie NB (non auditées).

- Recommandation** **2.121** Nous recommandons à Énergie NB d'élaborer des plans de contingence pour la gestion des heures supplémentaires qu'occasionnent les retards d'exécution de projets, notamment:
- des réévaluations périodiques pendant le projet afin de tenir compte des changements importants aux échéanciers;
 - une analyse adéquate des nouvelles circonstances et une révision du plan au besoin, lorsqu'un incident majeur imprévu a des répercussions sur un projet;
 - la réalisation suffisants de tests sur l'équipement pour être en mesure de cerner toute problématique découlant des retards prolongés.
- Analyse de l'imputation des coûts indirects** **2.122** Nous avons évalué le caractère raisonnable du coefficient d'imputation des coûts indirects utilisé par Énergie NB, évaluation qui comprenait notamment une comparaison de ce coefficient avec les pratiques exemplaires de l'industrie.
- Contexte général** **2.123** Comme la plupart des propriétaires de centrale nucléaire, Énergie NB a un coefficient d'imputation des coûts en place pour soutenir les projets d'immobilisations de base à la CPL. La majorité de ces coûts indirects imputés soutiennent les activités liées à la main-d'œuvre fournies par l'organisation de l'entreprise, comme la gestion, les TI, la supervision et la comptabilité. Énergie NB utilise habituellement environ 10 % de l'imputation des coûts indirects sur un montant annuel de 30 à 40 millions de dollars en immobilisations. Cette imputation de trois à quatre millions de dollars couvre les frais de soutien global des projets continus d'immobilisations à la CPL.

Nos constatations

Énergie NB a utilisé un coefficient d'imputation des coûts indirects de 0,2%

La méthode employée par Énergie NB pour établir un coefficient spécial d'imputation des coûts indirects a été évaluée par une firme comptable et jugée raisonnable

2.124 Énergie NB a déterminé que l'ampleur et la portée du projet de remise à neuf justifiaient l'emploi d'un autre coefficient d'imputation des coûts indirects que celui de 10 % qui s'applique normalement sur les projets d'immobilisations. Énergie NB a d'abord estimé qu'on devrait imputer 0,3 % des coûts totaux d'immobilisations du projet au soutien global. En 2008, on a revu l'estimation d'Énergie NB à la baisse pour la porter à 0,2 % avant le début du projet. Dans l'industrie nucléaire, il est courant d'utiliser un coefficient spécial d'imputation des coûts indirects globaux pour un projet d'une portée ou d'une ampleur inhabituelles.

2.125 Comme Énergie NB a estimé les coûts indirects globaux en fonction d'un pourcentage, l'augmentation des coûts du projet qui s'est produite en raison de la durée prolongée de la mise hors service a engendré une hausse du montant imputé pour les coûts indirects globaux. Lorsque le coefficient d'imputation est appliqué aux coûts estimés au départ, on obtient une imputation des coûts de deux millions de dollars (0,2 % x 1 milliard de dollars = 2 millions de dollars). Le coefficient du projet d'Énergie NB donne environ 2,8 millions de dollars de coûts indirects globaux imputés à la remise à neuf lorsqu'on calcule à partir des coûts réels du projet (0,2 % x 1,4 milliard de dollars = 2,8 millions de dollars). La méthodologie employée par Énergie NB pour établir un coefficient a été évaluée par une firme comptable et jugée raisonnable. Les représentants d'Énergie NB ont indiqué que les besoins en soutien global ont augmenté, car il y a eu des problèmes et des contretemps pendant le projet. Dans l'industrie nucléaire, lorsqu'un sérieux contretemps se produit pendant un projet important, il est fréquent de constater une augmentation du soutien global offert.

2.126 Les coûts indirects imputés pour la remise à neuf de la CPL ont semblé raisonnables étant donné les activités juridiques, de supervision et de gestion nécessaires pour soutenir le projet.

Analyse des coûts d’exploitation, d’entretien et d’administration

2.127 Nous avons examiné les coûts d’exploitation, d’entretien et d’administration facturés par Énergie nucléaire NB pendant la remise à neuf afin d’en évaluer le caractère raisonnable.

Contexte général

2.128 Les centrales nucléaires nécessitent un niveau de surveillance important, et ce, même lorsqu’elles ne sont pas en service. Les nombreuses activités qui se poursuivent pendant une mise hors service requièrent beaucoup de main-d’œuvre. On explique les besoins en main-d’œuvre à la pièce 2.11.

Pièce 2. 11 – Description des activités courantes d’une centrale nucléaire

<p>Activités</p> <ul style="list-style-type: none"> • Des personnes qui détiennent les compétences requises pour faire fonctionner la centrale doivent demeurer sur le site afin de faire fonctionner les systèmes qui sont toujours actifs et conserver leurs compétences de formation. 	<p>Entretien</p> <ul style="list-style-type: none"> • Des techniciens en entretien qualifiés doivent demeurer sur place pour entretenir l’équipement maintenu en activité. 	<p>Ingénierie</p> <ul style="list-style-type: none"> • Des ingénieurs qui connaissent bien le matériel utilisé pour les activités doivent être disponibles pour soutenir les activités courantes ainsi que pour donner un coup de main lorsque des problèmes surviennent.
<p>Sécurité</p> <ul style="list-style-type: none"> • Comme il reste de la matière nucléaire sur les lieux, il faut maintenir la sécurité. 	<p>Radioprotection</p> <ul style="list-style-type: none"> • Des travailleurs qualifiés en radioprotection doivent être disponibles pour soutenir les activités d’entretien et assurer la sécurité des entrepreneurs qui font partie du projet. 	<p>Protection de l’environnement</p> <ul style="list-style-type: none"> • Les travailleurs de la protection de l’environnement doivent continuer de surveiller régulièrement le site, comme le prévoit l’organisme de réglementation.
<p>Formation</p> <ul style="list-style-type: none"> • Les exploitants de centrale nucléaire et le personnel de l’entretien sont hautement qualifiés, et la formation doit se poursuivre même pendant une période de mise hors service. Il est aussi nécessaire de fournir de la formation à certains membres du personnel 	<p>Personnel en poste pendant la mise hors service</p> <ul style="list-style-type: none"> • Même si les entrepreneurs exécutent la plupart des tâches durant la mise hors service, les employés de la centrale doivent tout de même s’acquitter des tâches de supervision pendant cette période. 	<p>Soutien à la réglementation</p> <ul style="list-style-type: none"> • La communication avec les organismes de réglementation requiert que des employés dévoués assurent la surveillance et la reddition des comptes, tâches également nécessaires pendant une mise hors service.

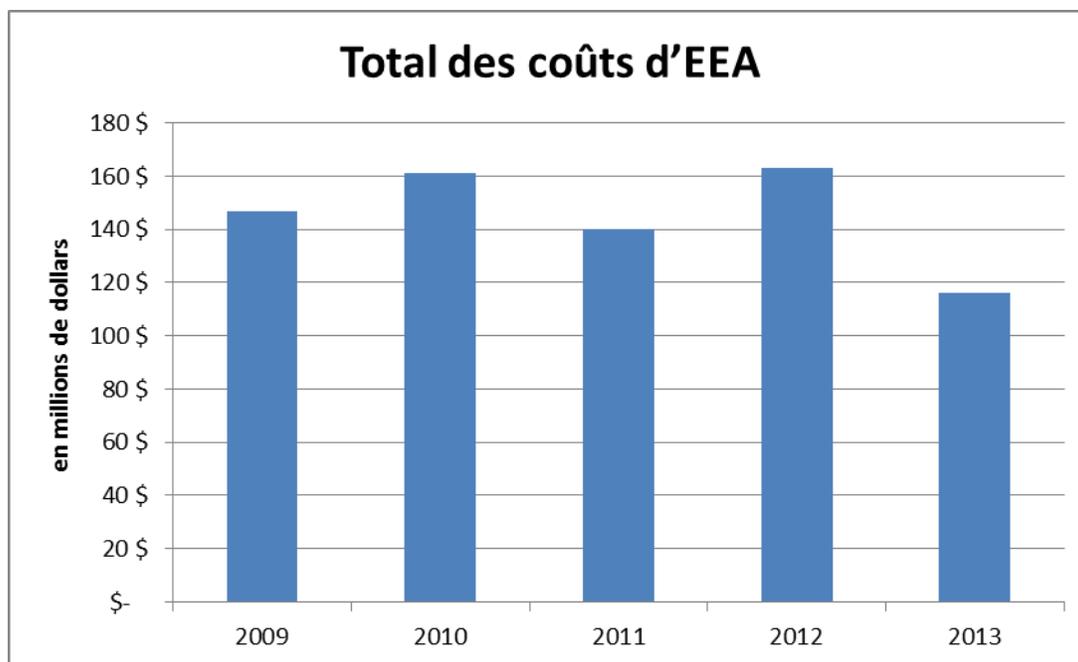
Pièce 2.12 – Local de contrôle des systèmes de la CPL



Source : Énergie NB

Nos constatations **2.129** Les coûts d'EEA d'Énergie NB ont été relativement stables pendant le projet de remise à neuf, comme l'indique la pièce 2.13. La rémunération octroyée a augmenté lorsque la mise hors service a pris fin en 2012, ce qui s'explique en partie par l'augmentation des heures supplémentaires dont on a fait état précédemment dans le présent rapport.

Pièce 2.13 – Total des coûts d'EEA



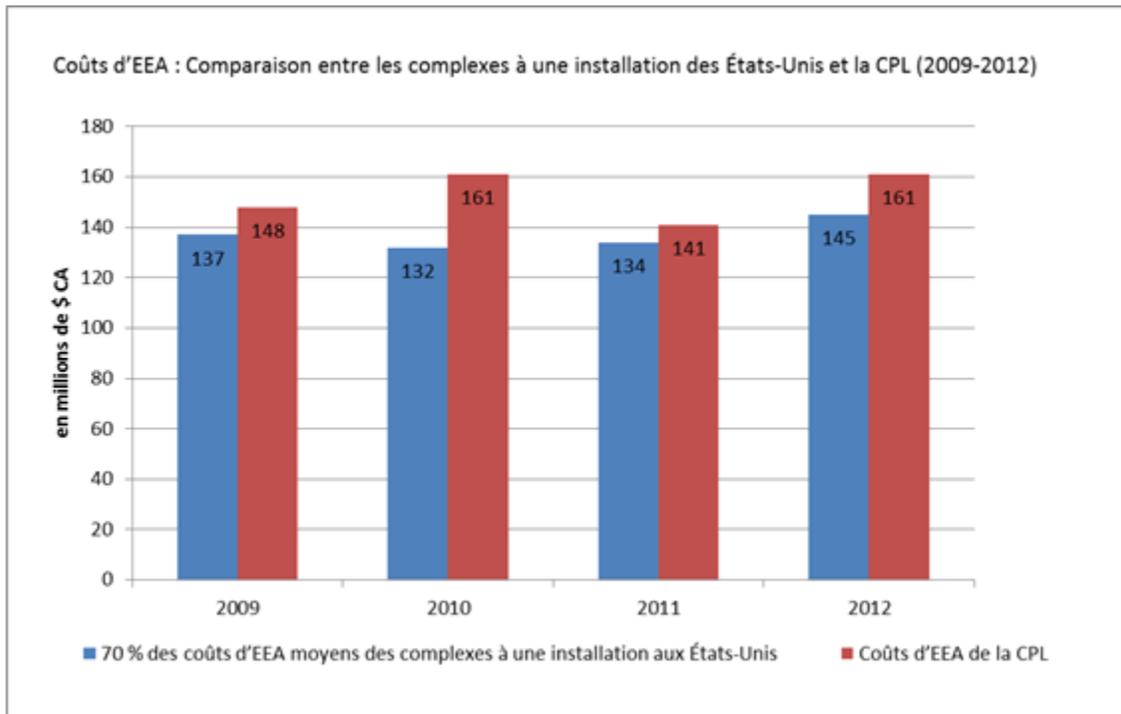
Source : Élaboré par le VGNB à partir des données obtenues d'Énergie NB (non auditées)

Énergie NB estime qu'environ 70 % des systèmes au sein de la CPL sont demeurés opérationnels pendant la remise à neuf

2.130 Énergie NB estime qu'environ 70 % des systèmes au sein de la CPL sont demeurés opérationnels pendant la remise à neuf. Le degré estimé d'utilisation des systèmes opérationnels pendant une mise hors service est normal pour une centrale nucléaire CANDU.

2.131 Les coûts d'EEA de la CPL pendant la remise à neuf étaient plus élevés que ceux de la moyenne aux États-Unis, comme l'indique la pièce 2.14, mais ils semblent tout de même raisonnables. Les chiffres indiqués pour les États-Unis peuvent être légèrement inférieurs parce que bon nombre de ses complexes autonomes, contrairement à ceux comme la CPL, sont gérés par une société mère de services publics, ce qui leur permet de réaliser des économies substantielles grâce à des économies d'échelle (pouvant parfois aller jusqu'à 20 %).

Pièce 2.14 – Comparaison entre les coûts d'EEA de la CPL et ceux des complexes des États-Unis



Source : Élaboré par le VGNB à partir des données obtenues d'Énergie NB et d'autres sources (non auditées)

Énergie NB a utilisé les pratiques courantes de l'industrie nucléaire en matière de gestion des coûts d'EEA pendant la remise à neuf

2.132 Énergie NB a utilisé les pratiques courantes de l'industrie nucléaire en matière de gestion des coûts d'EEA pendant la remise à neuf. Les coûts d'Énergie NB étaient légèrement plus élevés que ceux rajustés de l'industrie aux États-Unis, mais l'écart peut s'expliquer, et ils semblent donc avoir été raisonnables.

2.133 Un certain nombre d'employés ont assuré un appui direct au projet de remise à neuf. En effet, on a conservé certains employés d'Énergie NB pour qu'ils assurent le fonctionnement et la surveillance des systèmes actifs qui demeuraient en fonction pendant le projet. On a également gardé les services d'autres employés afin de s'assurer leur disponibilité une fois la reprise des activités de la centrale, et ce, peu importe la mesure dans laquelle on avait besoin d'eux pendant la mise hors service.

2.134 Les propriétaires de centrale nucléaire congédient rarement leurs employés lorsqu'ils entreprennent une mise hors service parce qu'ils investissent beaucoup de ressources dans leur formation. Le processus d'octroi de permis est différent pour chaque centrale nucléaire, et une période de formation accélérée est requise pour les nouveaux employés, quel que soit leur degré d'expérience relativement à l'énergie nucléaire. Il serait extrêmement difficile et coûteux de mettre à pied des employés avant la remise à neuf, puis de chercher d'autres candidats pour les remplacer après le redémarrage. De plus, une perte importante de personnel aurait risqué la perte du permis d'exploration de la centrale nucléaire

Il faut un plan de dotation accompagné d'une analyse coûts-bénéfices pour chaque option

2.135 Néanmoins, dans le cas de la remise à neuf de la CPL, comme il s'agissait d'un projet majeur et complexe et que l'importante mise hors service a duré beaucoup plus longtemps que prévu, on aurait dû préparer un plan de dotation ainsi qu'une analyse coûts-bénéfices pour chaque option. Rien n'indique qu'Énergie NB a préparé un tel plan avant la remise à neuf.

Recommandation

2.136 Nous recommandons à Énergie NB d'élaborer un plan de dotation pour chaque projet de grande envergure et de le revoir lorsqu'on a déterminé que d'importants changements au projet sont survenus.

Annexe I – Composantes des coûts de la remise à neuf

Composante	Coût de la composante (millions)		Traité dans notre examen détaillé?	Justification	
Planification du projet	90,2 \$		Oui	Notre travail était axé sur l’approvisionnement et la gestion des contrats. Des audits des états financiers nous ont permis de confirmer le caractère raisonnable de la capitalisation des dépenses.	
Services sous contrat	780,3 \$		Oui	Notre travail était axé sur l’approvisionnement et la gestion des contrats.	
Intérêts capitalisés	292,9 \$		Non	Un audit des états financiers nous a permis de confirmer l’exactitude et le caractère raisonnable des frais d’intérêts.	
Coûts internes d’Énergie NB	260,5 \$	Main-d’œuvre d’Énergie NB	149,6 \$	Oui	Notre travail est axé sur les coûts de la main-d’œuvre : l’imputation des coûts indirects et les heures supplémentaires. <ul style="list-style-type: none"> • montants négligeables • domaines moins risqués en ce qui a trait au caractère raisonnable • traité en détail par l’audit des états financiers
		Frais (réglementaire, environnementaux, formation, assurances, etc.)	52,8 \$	Non	
		Matériaux d’Énergie NB	29,0 \$	Non	
		Frais des installations (chauffage, éclairage, etc.)	18,6 \$	Non	
		Services interentreprises	9,3 \$	Non	
		Exploitation – Divers	1,2 \$	Non	
Coûts totaux d’immobilisations : 1 423,9 millions de dollars Coûts totaux traités dans notre examen détaillé : 1 020,1 millions de dollars (ombré)					

Annexe I – Composante des coûts de la remise à neuf (suite)

Composante	Coût de la composante (millions)		Traitée dans notre examen détaillé?	Justification	
Coûts non incorporables d'Énergie nucléaire NB	892,3 \$	EEA	725,9 \$	Oui	Les coûts d'EEA sont demeurés essentiellement les mêmes avant et après la mise hors service. Notre travail était axé sur le fait de savoir s'il était raisonnable d'avoir les mêmes frais d'EEA pendant la mise hors service.
		Combustible et dépenses de transit	9,1 \$	Non	Un audit des états financiers nous a permis de valider ce montant.
		Amortissement et déclassement	171,0 \$	Non	
		Impôt foncier	27,7 \$	Non	
		Frais financiers	(41,4) \$	Non	
Énergie de remplacement moins les coûts recouverts au moyen des tarifs actuels	75,8 \$		Non	Un audit des états financiers nous a permis de valider ce montant. La quantité d'énergie de remplacement a été calculée à partir d'un modèle approuvé par un organisme de réglementation.	
Intérêts imputables au report	112,0 \$		Non	Un audit des états financiers nous a permis de confirmer l'exactitude et le caractère raisonnable des frais d'intérêts.	
Coûts de report totaux : 1 080,1 millions de dollars Coûts totaux traités dans notre examen détaillé : 725,9 millions de dollars (ombré)					

Source : Élaboré par le VGNB à partir des données obtenues d'Énergie NB (non auditées)

Annexe II – Glossaire des principaux termes

American National Standards Institute (ANSI)	Organisme privé sans but lucratif qui supervise le développement des normes consensuelles volontaires pour les produits, les services, les processus, les systèmes et le personnel aux États-Unis et à l'étranger.
CANDU	Réacteur nucléaire conçu au Canada qui fonctionne avec un carburant de chemisage d'oxyde d'uranium non enrichi dans du zircaloy et avec de l'eau lourde pour le refroidisseur et le modérateur.
Convention collective	Contrat(s) émanant d'un processus de négociation entre l'employeur et un groupe d'employés qui vise la conclusion d'ententes pour réguler les conditions de travail. Les représentants d'un syndicat d'employés présentent couramment les intérêts des employés qui en font partie.
Demandes de changement (ou demandes de modification au contrat [DMC])	Composante du processus de gestion des changements par lequel les changements à la portée du travail acceptés par le propriétaire, l'entrepreneur et l'architecte ou l'ingénieur sont mis en œuvre.
Domages-intérêts	Montant d'argent convenu entre les parties d'un contrat et qu'une des parties paye à l'autre pour le non-respect de l'entente (bris ou annulation) ou si une poursuite survient en raison du non-respect de l'entente. Parfois, les dommages-intérêts équivalent au montant d'un dépôt ou d'un acompte, ou ils sont fondés sur une formule (p. ex. 10 % du montant du contrat).
Génératrice	Appareil qui convertit une énergie mécanique en une énergie électrique.
Mise hors service	Période pendant laquelle une alimentation électrique ou un autre service est non disponible ou lorsque l'équipement est mis hors circuit.
Registre des risques	Outil de gestion des risques habituellement utilisé en gestion de projet et lors des évaluations des risques organisationnels. Il sert de registre central de tous les risques repérés au regard du projet ou de l'organisation. On y trouve aussi des renseignements sur chaque risque, comme leur degré de probabilité, leurs répercussions, les mesures de redressement, leur responsable, etc.
Sous-traitant	Entrepreneur qui conclut une entente de sous-traitance et qui s'acquitte de certaines obligations de l'entrepreneur principal.
Surveillance	Vérification de la conformité, habituellement par détection à distance, des limites opérationnelles et de la condition de l'équipement afin de détecter et de corriger toute condition anormale dans le but de prévenir les répercussions importantes sur la sécurité.
Systèmes auxiliaires (turbine)	Systèmes de soutien visant à aider les génératrices à turbine à vapeur à fonctionner efficacement et en toute sécurité.
Système de gestion de la valeur acquise (GVA)	Système de planification et de contrôle d'un projet conçu à partir de l'aspect technique, du calendrier et du budget.
Turbine	Turbomachine comprenant au moins une pièce mobile, appelée assemblage rotor, qui est un arbre ou tambour sur lequel est fixé des lames. Le déplacement du liquide exerce une pression sur les lames pour qu'elles transmettent une énergie cinétique de rotation au rotor. Les premiers exemples de turbines sont le moulin à vent et la roue d'eau.