



# **R** A P P O R T

du

**COMITÉ D'EXAMEN  
DE LA CENTRALE  
PICKERING A**

**Décembre 2003**



# Comité d'examen - Pickering

The Citadel  
1075, rue Bay, bureau 830  
Toronto (Ontario) M5S 2B1  
Téléphone : 416 212-4477

Hon. Jake Epp, P.C., B.A., B.Ed.LL.D (Hon.)  
Peter Barnes  
Dr Robin Jeffrey, FREng

Le 30 novembre 2003

Monsieur Dwight Duncan, député  
Ministre de l'Énergie  
Édifrice Hearst, 4<sup>e</sup> étage,  
900, rue Bay  
Toronto (Ontario)

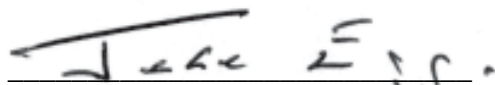
Monsieur le Ministre,

Le comité d'examen de la centrale Pickering A a l'honneur de vous présenter son rapport, conformément au mandat d'examen qui lui a été confié en mai 2003.

Nous désirons exprimer notre gratitude aux personnes qui nous ont aidés à comprendre les nombreux points complexes de la remise en service de la centrale Pickering A. Le comité désire aussi souligner la collaboration des dirigeants d'Ontario Power Generation.

Nous désirons enfin exprimer nos remerciements au personnel de l'office ontarien du financement du ministère des Finances et à celui du ministère de l'Énergie pour l'aide qu'ils ont apportée au comité pendant son examen.

Veillez agréer, Monsieur le Ministre, nos respectueuses salutations.



Jake Epp  
Président



Peter Barnes



Robin Jeffrey





# **R**A P P O R T

du  
**COMITÉ D'EXAMEN  
DE LA CENTRALE  
PICKERING A**

**Décembre 2003**



---

## Introduction

À la fin de septembre 2003, l'un des quatre réacteurs de la centrale Pickering A (désigné sous le nom d'unité 4) a été remis en service. Plus de deux ans s'étaient écoulés depuis la date prévue dans le plan approuvé en août 1999 par le conseil d'administration d'Ontario Power Generation Inc. (OPG) pour la remise en service de l'unité 4, tandis que son coût avait presque triplé.

Ces faits alarmants ont eu plusieurs répercussions fâcheuses. Le retard enregistré pour la remise en service de la centrale Pickering A a eu des effets pervers sur le secteur ontarien de l'électricité et a provoqué une hausse des prix pour les clientèles résidentielle et commerciale. La flambée des coûts du projet et l'accumulation des retards ont aussi eu pour effet de réduire les revenus, les ressources en capital et la valeur d'OPG. Enfin, ce dérapage a eu une répercussion encore plus grave : il a miné la confiance des citoyens et des entreprises de la province envers les perspectives d'approvisionnement continu en électricité à un prix abordable en Ontario.

Quand on analyse ce qui n'a pas fonctionné, on trouve un large assortiment de problèmes, mais la responsabilité finale incombe au conseil d'administration et à la haute direction d'OPG, qui ont exercé leurs fonctions de surveillance de façon inadéquate.

Ayant reconnu que la remise en service de l'unité 4 a connu des ratés, OPG a mis en place au cours des derniers mois des mécanismes de gestion et de surveillance de projet plus appropriés.

Le Comité estime que la décision de poursuivre ou non le projet de remise en service des autres unités doit être prise dans les plus brefs délais. À cette fin, OPG devra fournir au gouvernement et au ministre de l'Énergie une estimation ferme des coûts et du calendrier d'achèvement des travaux.

Dans ce rapport, le Comité d'examen présente les conclusions de son enquête et les recommandations qui en découlent.

---

## Mandat et portée

Le Comité d'examen de la remise en service de la centrale Pickering A a été créé à la fin du mois de mai 2003. Son mandat était le suivant :

- déterminer les motifs et le caractère raisonnable des changements apportés à l'échéancier et aux dates de remise en service;
- déterminer les motifs et le caractère raisonnable des estimations et des hausses de coûts;
- examiner l'information financière liée aux coûts du projet;
- faire des recommandations au Ministre sur les façons d'améliorer la gestion du projet de restauration de la pleine capacité de production de la centrale Pickering A et sur les mesures qui permettraient de réaliser le projet à meilleur coût et dans les plus brefs délais.

Le Comité, qui a commencé ses travaux en juin 2003, a :

- siégé pendant plus de 40 jours;
- examiné plus de 300 documents, dont des rapports clés, des notes de la direction, des mémoires remis au conseil d'administration d'OPG, des examens de projet internes et des études externes sur la mesure du rendement;
- rencontré les membres du conseil d'administration d'OPG;
- interviewé les cadres supérieurs d'OPG et un certain nombre de chefs et d'anciens chefs de projet de la centrale Pickering A;
- rencontré les dirigeants du Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique et ceux de la Society of Energy Professionals;
- rencontré les cadres supérieurs des deux entrepreneurs principaux :
  - Énergie atomique du Canada limitée (EAACL), société d'État fédérale qui a agi à titre de firme de génie-conseil indépendante auprès d'OPG;
  - Canadian Nuclear Engineers and Constructors (CANEC), coentreprise qui a assumé initialement la fonction d'entrepreneur général et d'administrateur du projet<sup>1</sup>;
- discuté du projet et du processus réglementaire avec les représentants de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN);
- reçu les mémoires de la firme américaine Schiff, Hardin & Waite spécialisée en droit de la construction<sup>2</sup>;
- visité la centrale Pickering A pour examiner le projet et en discuter.

---

<sup>1</sup> CANEC a vu le jour en juin 1999 en vue de la réalisation de ce projet; il s'agit d'une coentreprise créée par Stone & Webster of Canada L.P., Comstock Canada Ltd. et Canatom NPM/BFC Industrial.

<sup>2</sup> En mars 2003, OPG a demandé à Schiff, Hardin & Waite de réaliser une étude indépendante et une analyse des causes fondamentales pour déterminer les raisons des problèmes liés à l'unité 4 et de déterminer les leçons que l'on pouvait en tirer en vue de la remise en service des autres unités. J. Wilson & Associates et Myer Construction Consulting ont collaboré avec Schiff, Hardin & Waite à la réalisation de cette étude.



## Prévisions et réalité

En janvier 1997, Ontario Hydro, prédécesseur d'OPG, a commandé une évaluation de rendement intégrée indépendante (ERII) des centrales nucléaires de l'Ontario. Cette évaluation a permis de relever des lacunes à ce chapitre, concluant que le rendement des centrales ontariennes était de beaucoup inférieur à celui des centrales nucléaires les plus performantes ailleurs dans le monde.

Peu après la publication de l'ERII, Ontario Hydro a approuvé un plan prévoyant la fermeture temporaire des quatre unités de la centrale Pickering A et des trois unités de production de la centrale Bruce A afin de concentrer les ressources sur la mise à niveau des autres unités de production des centrales Bruce B, Pickering B et Darlington. Outre le problème de la baisse de rendement, la décision de fermer temporairement la centrale Pickering A reposait sur le fait que la Commission de contrôle de l'énergie atomique (CCEA), organisme qui réglementait à cette époque l'utilisation de l'énergie atomique au Canada<sup>3</sup>, avait décrété que, pour que la centrale puisse rester en activité après 1997, des améliorations devaient être apportées à son système d'arrêt.

Les quatre unités de la centrale Pickering A ont été fermées à la fin de 1997 et les trois unités de la centrale Bruce A l'ont été en mai 1998. Les deux fermetures n'ont toutefois pas été effectuées de la même façon. Les dirigeants ont en effet décidé de ne pas retirer le combustible nucléaire des réacteurs de la centrale Pickering A, contrairement à ceux de la centrale Bruce A, car ils estimaient que la première serait remise en service avant cette dernière.

En août 1997, le conseil d'administration d'Ontario Hydro a approuvé les travaux qui devaient mener au redémarrage des quatre unités de la centrale Pickering A, sur la base d'un budget de 780 millions de dollars et d'une remise en service de la première unité en juin 2000. L'estimation des coûts a été revue en mai 1999 pour être fixée à 840 millions de dollars, compte tenu de l'augmentation des coûts de la main-d'œuvre<sup>4</sup>.

L'approbation du projet accordée en août 1999 par le conseil d'administration d'OPG, qui venait de voir le jour, était fondée sur des coûts totaux de 1,1 milliard de dollars, somme qui était ventilée comme suit : 457 millions de dollars pour l'unité 4 et les systèmes communs aux quatre unités, 213 millions pour l'unité 1, 219 millions pour l'unité 2 et 211 millions pour l'unité 3.

Quand l'unité 4 de la centrale Pickering A a finalement été remise en service à la fin de septembre 2003, les coûts avaient presque atteint le triple de l'estimation initiale de 457 millions de dollars et le redémarrage avait accumulé un retard de plus de deux ans par rapport à la date prévue, soit août 1999.

---

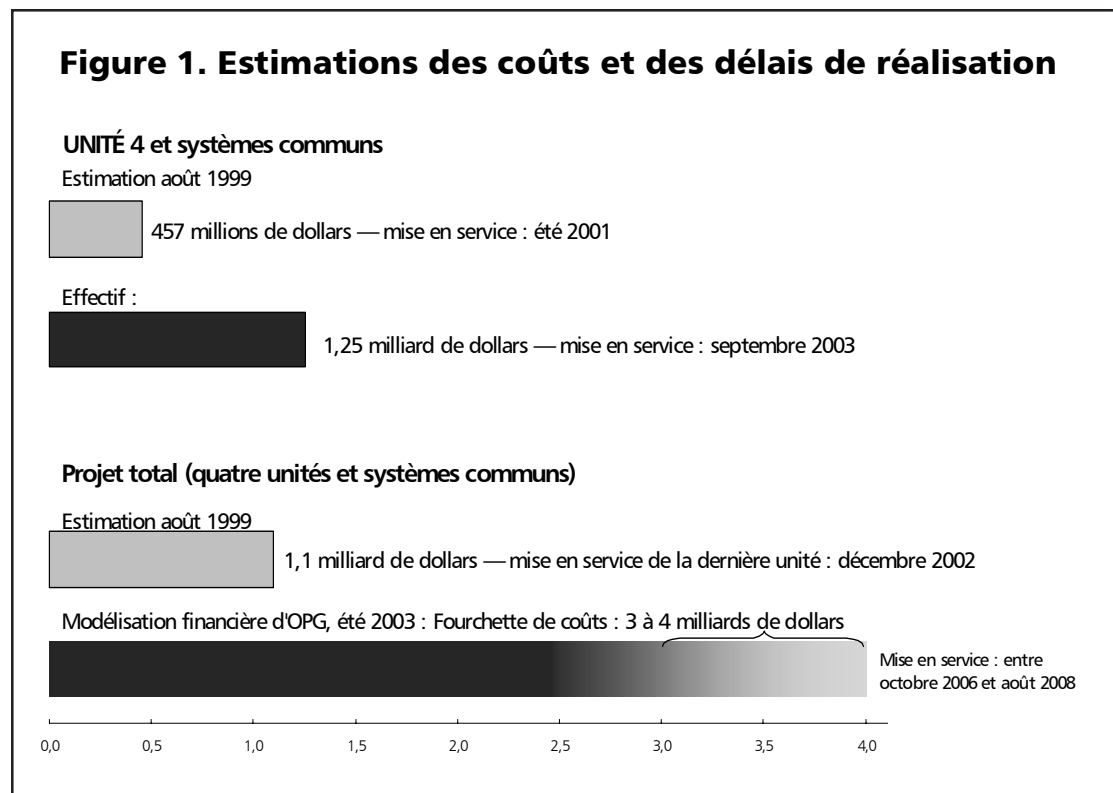
<sup>3</sup> La Commission de contrôle de l'énergie atomique est le prédécesseur de la Commission canadienne de sûreté nucléaire, qui a vu le jour le 31 mai 2000.

<sup>4</sup> Aucune de ces estimations ne comprenait les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration pendant la phase de démarrage. Les estimations rendues publiques à partir d'août 1999 par OPG prévoyaient des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration avant démarrage de 200 millions de dollars.

Trois unités ne sont toujours pas en service. OPG n'a remis au Comité aucune estimation des coûts totaux de remise en service des quatre unités. Tout ce que le Comité a pu obtenir est une fourchette d'estimations tournant autour de 3 à 4 milliards de dollars, qui ont été préparées à des fins de modélisation financière. La date approximative d'achèvement des travaux pour la dernière unité s'échelonne entre octobre 2006 et août 2008.

OPG a entrepris des travaux relativement à l'unité 1, termine présentement l'étude de conception et procède à la planification, à l'évaluation et à la vérification des estimations détaillées présentées par les entrepreneurs. Au début de 2004, OPG devrait remettre à son conseil d'administration une estimation détaillée des coûts de remise en service de l'unité 1. Les dépenses actuelles pour les trois réacteurs non fonctionnels s'élevant à environ 25 millions de dollars par mois, il est capital que la décision relative à la remise en service des autres unités soit prise dans les plus brefs délais.

La figure 1 ci-dessous illustre l'escalade des coûts et la prolongation des échéanciers par rapport au plan initial.



---

## Que s'est-il passé?

D'entrée de jeu, OPG a mal évalué l'envergure et la complexité du projet et a trop tardé à mettre en place des mécanismes de gestion et de responsabilité appropriés pour le projet.

De la planification initiale jusqu'à l'exécution, la gestion du projet s'est révélée gravement déficiente. Le Comité a constaté que certaines des pratiques et des mesures bien établies dans le secteur relativement à des projets de cette ampleur et de cette complexité n'ont pas été respectées.

De plus, en l'absence de systèmes adéquats de communication des coûts et de l'avancement des travaux, aucune des prévisions ayant trait aux coûts et aux dates d'achèvement ne pouvait être fiable et réaliste.

Vu l'importance des sommes engagées et l'ampleur du projet, le gouvernement, à titre d'unique actionnaire d'OPG, le conseil d'administration et la haute direction d'OPG auraient dû exercer une surveillance plus serrée de l'aspect financier du projet et de son exécution et réagir plus rapidement aux problèmes qui se présentaient.

Les conclusions détaillées auxquelles est arrivé le Comité sont présentées ci-dessous.

### HYPOTHÈSES DE DÉPART ERRONÉES

Les hypothèses de départ quant à l'envergure et à la complexité du projet, aux exigences réglementaires et à l'ordonnancement des travaux étaient erronées.

#### Envergure du projet

Dès le départ, OPG a mal évalué l'ampleur réelle du projet. La direction de la division nucléaire d'OPG a présumé que l'interruption de service de la centrale serait relativement brève, commençant aussitôt que le rendement des autres centrales se serait amélioré. En raison de ce court laps de temps, la décision a été prise en 1997 de ne pas retirer le combustible du cœur des quatre réacteurs de la centrale Pickering A après l'arrêt des unités.

Dans les faits, la remise en marche des unités s'est révélée un projet de conception et de construction de grande ampleur qui exigeait la modification de pratiquement tous les systèmes de la centrale, y compris les suivants :

- remplacement du matériel, des canalisations et du câblage non conformes aux normes actuelles, par exemple les câbles à gaine en PVC à durée limitée dans le bâtiment du réacteur;
- reconfiguration de certains matériels pour améliorer le rendement et la sécurité, par exemple les canalisations et les robinets de modérateur/ECI dans la salle des modérateurs;
- ajout de nouveaux matériels, par exemple un système de nettoyage des billes du condenseur;

- amélioration du matériel de détection d'incendie et d'extinction, comme un nouveau système d'extincteurs à eau dans plusieurs sections de la centrale;
- amélioration de la sécurité en cas de tremblement de terre, par exemple l'installation de nouvelles poutres de soutien en acier pour de nombreux murs de la centrale composés de blocs;
- révision et réassemblage du matériel qui n'a pas été remplacé, par exemple la révision complète du bloc turbogénérateur;
- rattrapage de l'important retard de maintenance accumulé et réalisation des modifications mineures nécessaires qui avaient été relevées lors de l'évaluation des centrales nucléaires réalisée par Ontario Hydro en 1997, y compris la mise à jour complète de la documentation technique.

La plupart des personnes entendues par le Comité ont souligné la méconnaissance de l'envergure et de la complexité des travaux qui étaient requis.

### **Exigences réglementaires**

OPG estimait que le processus d'approbation réglementaire pouvait être mené à terme en trois mois et qu'il ne serait pas nécessaire de procéder à l'évaluation environnementale officielle prévue dans la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE). Ces suppositions furent faites en dépit de l'âge de la centrale, du cumul des exigences réglementaires non encore satisfaites et des préoccupations exprimées dans la collectivité.

Dans une lettre datée du 8 juillet 1999, la CCEA informait la société que « la reprise des activités à la centrale Pickering A après un arrêt prolongé imposé en vertu d'une condition rattachée au permis d'exploitation actuel constituerait un "projet" aux termes de la LCEE »<sup>5</sup>. La CCEA ajoutait : « Comme nous l'avons indiqué pendant notre rencontre du 28 juin, nous ne considérons pas que le Règlement sur la liste d'exclusion s'applique au projet proposé ». Par conséquent, OPG a été formellement informé qu'il faudrait réaliser une évaluation environnementale en application de l'article 18 de la LCEE pour le projet de remise en service.

Les formalités réglementaires se sont finalement prolongées pendant plus de deux ans, soit 19 mois pour la réalisation de l'évaluation environnementale (de juillet 1999 à février 2001), suivis de neuf autres mois pour la délivrance du permis (de février à novembre 2001). L'incertitude entourant les résultats de l'évaluation environnementale a incité OPG à adopter une politique de « réduction des dépenses au minimum », qui a eu pour effet de ralentir les travaux liés au projet. Le Comité a constaté que la direction de la division nucléaire d'OPG n'a pas profité de cette occasion pour s'assurer que certaines activités de première importance, notamment les études de conception, soient réalisées avant le début des travaux.

### **Coordination des tâches essentielles**

Il a été tenu pour acquis que certaines tâches pourraient être entreprises après le redémarrage de la première unité. Cette position est manifeste dans les documents initiaux préparés en 1999

---

<sup>5</sup> Lettre de la CCEA à OPG, 8 juillet 1999.

pour la CCEA. Ces tâches comprenaient notamment certains programmes associés aux systèmes de qualification environnementale et de protection contre l'incendie.

En mai 2000, la CCEA a avisé OPG que toutes les tâches liées à la remise en service devaient être terminées avant la remise en service<sup>6</sup>. En dépit des directives de la CCEA quant à l'envergure des travaux, seuls des ajustements mineurs ont été apportés au calendrier de remise en service à ce moment-là, en grande partie parce que la direction de la division nucléaire d'OPG n'avait pas encore pleinement réalisée l'ampleur des travaux de conception, de planification et d'évaluation qu'il faudrait mener à bien pour se conformer aux directives de la CCEA.

## LACUNES DANS LA GESTION DU PROJET

Des lacunes fondamentales ont été constatées dans toutes les facettes de la gestion du projet, y compris le manque de planification du projet de redémarrage et l'omission de mettre en place les processus nécessaires pour surveiller efficacement le déroulement des travaux. Les conclusions du Comité en ce qui concerne la planification et l'exécution du projet portent principalement sur le rôle d'OPG, mais il faut souligner que plusieurs entrepreneurs ont participé au projet.

### Absence de plan de réalisation du projet (PRP)

Il est de pratique courante dans l'industrie de préparer un plan de réalisation pour les projets de cette envergure. Ce document est essentiel pour plusieurs raisons :

- on y définit les rôles et les responsabilités de chaque grand groupe fonctionnel associé au projet;
- on y établit la structure de répartition du travail;
- on y établit la structure de ventilation des coûts;
- on y définit les travaux à effectuer, y compris les étapes préalables et les améliorations envisagées ainsi que les mesures qui y sont associées;

Neuf mois après le début des travaux, un rapport remis à la direction de projet d'OPG par un expert-conseil externe soulignait ce qui suit : « Au moment où le projet a été mis en marche, il était de pratique courante à OPG de préparer un plan de réalisation de projet avant l'approbation des travaux et l'attribution du financement. La direction a décidé au début du projet qu'un PRP ne serait pas nécessaire »<sup>7</sup>.

S'agissant d'un projet dont la durée était alors évaluée à deux ans et le coût à 1,1 milliard de dollars, il y avait amplement de raison d'élaborer un plan de réalisation de projet dès le début. L'absence d'un plan détaillé a contribué à la sous-estimation de l'ampleur et du coût du projet par OPG et au manque de contrôle et de supervision du déroulement des travaux.

---

<sup>6</sup> Lettre de la CCEA à OPG, 8 mai 2000.

<sup>7</sup> « OPG Incident Investigation Report: Delay in Engineering Deliverables for Unit 4 Outage », rapport de l'expert-conseil externe à l'OPG, 24 août 2001, p. 5.

De plus, en l'absence d'un calendrier intégré, les principaux entrepreneurs et fournisseurs d'OPG ont dû établir eux-mêmes leurs priorités et accomplir leurs tâches respectives sans savoir exactement comment celles-ci s'imbriqueraient dans le calendrier général d'exécution des travaux.

Dans ses déclarations publiques, la direction d'OPG a franchement admis : « Nous n'avons pas structuré ce projet correctement avec un plan de réalisation de projet, un cadre et des contrôles. Et nous ne l'avons pas structuré de façon à obtenir une démarche intégrée permettant de contrôler la conception et l'évaluation »<sup>8</sup>.

En résumé, à mesure que le projet avançait, l'absence d'un plan d'ensemble a entraîné d'importants problèmes sur le plan de l'évaluation, de l'ordonnancement, de la coordination et de l'intégration des milliers de tâches qui composaient le projet.

### **Absence de gestion de projet intégrée**

Le projet a souffert de l'absence d'une équipe parfaitement coordonnée qui aurait eu le contrôle effectif de la conception, de l'approvisionnement et de la construction.

D'entrée de jeu, OPG a décidé de faire appel à des entrepreneurs, notamment à un gestionnaire principal, et de passer des contrats de gestion pour la réalisation du projet. Dans l'ensemble, le rôle d'OPG consistait à fixer l'étendue du projet, à gérer la fonction d'approvisionnement, à obtenir les approbations réglementaires, à superviser l'entrepreneur général et à exploiter la centrale.

Vers la fin de 1998, OPG a engagé Énergie atomique du Canada limitée (EACL), la société d'État qui a conçu et mis au point la technologie d'énergie nucléaire CANDU. À partir de ce moment et jusqu'à septembre 2002, EACL a assuré les services de conception technique, qui consistaient à rédiger, à réviser et à produire de nombreux documents techniques. Pendant cette période, toute modification des installations touchant à la conception technique devait être présentée à l'équipe technique d'OPG pour approbation, vu qu'OPG était « responsable de la conception » pour l'ensemble du projet.

En septembre 1999, OPG a décidé de confier les fonctions de gestionnaire et de directeur général de projet à une entreprise extérieure. Après un appel d'offres, OPG a entrepris des négociations avec Canadian Nuclear Engineers and Constructors (CANEC). Les parties ont signé un contrat en janvier 2001. À titre d'entrepreneur général, CANEC avait la responsabilité d'environ 60 % du travail sur le terrain et de la coordination des travaux des entrepreneurs indépendants. CANEC n'avait toutefois aucune relation contractuelle directe avec ces entrepreneurs ou n'exerçait aucun contrôle sur eux. Tous les contrats étaient conclus avec OPG, qui gardait aussi la mainmise sur certains aspects importants du projet, tels la responsabilité de la conception et l'approvisionnement.

En juillet 2001, OPG a commencé à reprendre graduellement en charge les fonctions confiées à CANEC dans le but d'améliorer l'efficacité générale. En mars 2002, OPG avait entièrement repris la fonction de gestionnaire du projet.

---

<sup>8</sup> Cité dans un article de John Spears : « Pickering a Failure of Planning: Official; Restart of four nuclear reactors behind schedule; Ontario Power underestimated scope of project », *Toronto Star*, 12 juin 2003, p. D6.

De nombreux observateurs ont affirmé au Comité que la profusion des rôles et des responsabilités, tout particulièrement dans les premières années du projet, a semé la confusion, a nui aux communications et à la résolution des différends et a empêché la responsabilisation des intervenants, ce qui en définitive a contribué aux retards et aux dépassements de coûts.

## **Retards de conception**

Les retards de production des documents de conception ont constitué un problème de premier ordre.

En 2001, un expert-conseil externe engagé par la direction de projet d'OPG pour examiner les retards de production des documents de conception pour l'unité 4 a fait un certain nombre d'observations sur la sous-estimation du temps et des ressources nécessaires pour intégrer le travail de conception :

« On croyait au départ qu'il ne serait pas nécessaire d'inclure le travail de conception dans le calendrier intégré des travaux, à cause de l'hypothèse optimiste formulée par l'équipe de direction du projet qui voulait que tous les travaux de conception seraient terminés bien avant l'exécution sur le terrain<sup>9</sup>.

« L'examen des lots de conception technique par OPG a été une source importante de retards. En moyenne, cet examen prenait dix semaines. Le délai le plus important à notre connaissance s'est élevé à 18 mois, soit le temps nécessaire pour décider si l'on allait remplacer les moteurs des pompes de modérateur ou les rembobiner<sup>10</sup>. »

Le contrat liant OPG à EACL prévoyait seulement une date de production finale de tous les lots de conception technique. Aussi, en l'absence d'un ordre de priorité clairement défini par OPG, EACL a dû définir ses propres priorités et son propre échéancier, qui se sont révélés plus tard non conformes aux besoins réels.

Un rapport interne d'OPG indiquait que les lots de conception technique finaux pour l'unité 4 ont été livrés plus de 24 mois après la date prévue à l'origine, ce qui a entraîné d'autres retards aux étapes d'évaluation et de réalisation. Souvent les matériaux prescrits n'étaient pas disponibles au moment voulu. De plus, la qualité de la conception technique était moins qu'adéquate sur les plans de la constructibilité, de la facilité d'entretien et de l'exploitabilité<sup>11</sup>.

## **Mobilisation de la main-d'œuvre et ordonnancement prématurés**

La mobilisation de la main-d'œuvre de construction a débuté en décembre 2000, soit 18 mois avant la livraison des lots de conception technique finaux pour l'unité 4.

---

<sup>9</sup> « OPG Incident Investigation Report: Delay in Engineering Deliverables for Unit 4 Outage », rapport de l'expert-conseil externe à l'OPG, 24 août 2001, p. 9.

<sup>10</sup> Idem.

<sup>11</sup> Rapport interne de l'OPG sur les leçons apprises, été 2003.

De nombreux endroits sur le chantier étant congestionnés, il était essentiel de réaliser d'abord tout le travail de conception afin de pouvoir planifier et ordonnancer efficacement les travaux.

Cela ne s'est pas produit. Une fois les travaux en cours, la mauvaise coordination, les estimations de ressources inadéquates et les problèmes d'approvisionnement ont tôt fait de compromettre le calendrier.

Les lots de travaux parvenaient au chantier à la pièce, à mesure que les lots de conception technique correspondants étaient prêts. Par conséquent, il n'y avait souvent pas assez d'ouvrage pour tenir tout le monde occupé et certains travaux ont dû être repris après réception de plans produits ultérieurement.

En outre, on a parfois réalisé que certains travaux exécutés sur la foi des premiers lots de conception technique étaient en fait inutiles. Parmi les 43 000 tâches produites pour l'unité 4, 15 000 ont été annulées par la suite à l'étape des révisions de planification. Ces lacunes au niveau de l'intégration des travaux ont conduit à d'importantes reprises de travaux à la réception des plans complets sur le terrain<sup>12</sup>.

### **Gestion des matériaux**

L'absence de matériaux nécessaires sur le chantier a entraîné d'importants retards. Les retards de réception des spécifications se sont naturellement transmis aux fonctions d'approvisionnement et de réception. Les lacunes en matière d'entreposage et de manutention des matériaux, ainsi que la redistribution des tâches entre les groupes de travail a entraîné des pertes et des dommages. Les quantités de matériaux en vrac livrées au chantier (comme les conduits et les câbles électriques) étaient souvent insuffisantes. De plus, l'efficacité des travaux a été réduite par les arrêts dus au manque de matériaux et à la révision des lots de travail en vue d'y incorporer des modifications techniques.

### **Gestion du chantier**

Pour des raisons de sécurité, OPG a dû surveiller et contrôler l'accès aux installations. Le Comité a appris qu'il y a eu de nombreux problèmes de gestion du chantier qui ont entravé les travaux. Par exemple, il y avait souvent le matin de longues files de travailleurs qui attendaient pour entrer sur le chantier. Certains jours, l'attente pouvait durer jusqu'à trois heures. Ce problème a été exacerbé par les mesures de sécurité accrues adoptées après les événements du 11 septembre 2001.

## **MANQUE DE FIABILITÉ DES ESTIMATIONS DES COÛTS ET DES DÉLAIS**

L'approbation accordée par le conseil d'administration d'OPG en août 1999 était fondée sur un coût total de 1,1 milliard de dollars pour le projet. La remise en service de l'unité 4 de la centrale Pickering A était prévue pour l'été 2001, les autres unités devant redémarrer à intervalles de six mois par la suite. Les travaux de conception technique n'étant pas assez avancés à l'époque, on ne pouvait les utiliser pour établir un budget et un calendrier réalistes.

---

<sup>12</sup> Rapport interne de l'OPG sur les leçons apprises, été 2003.

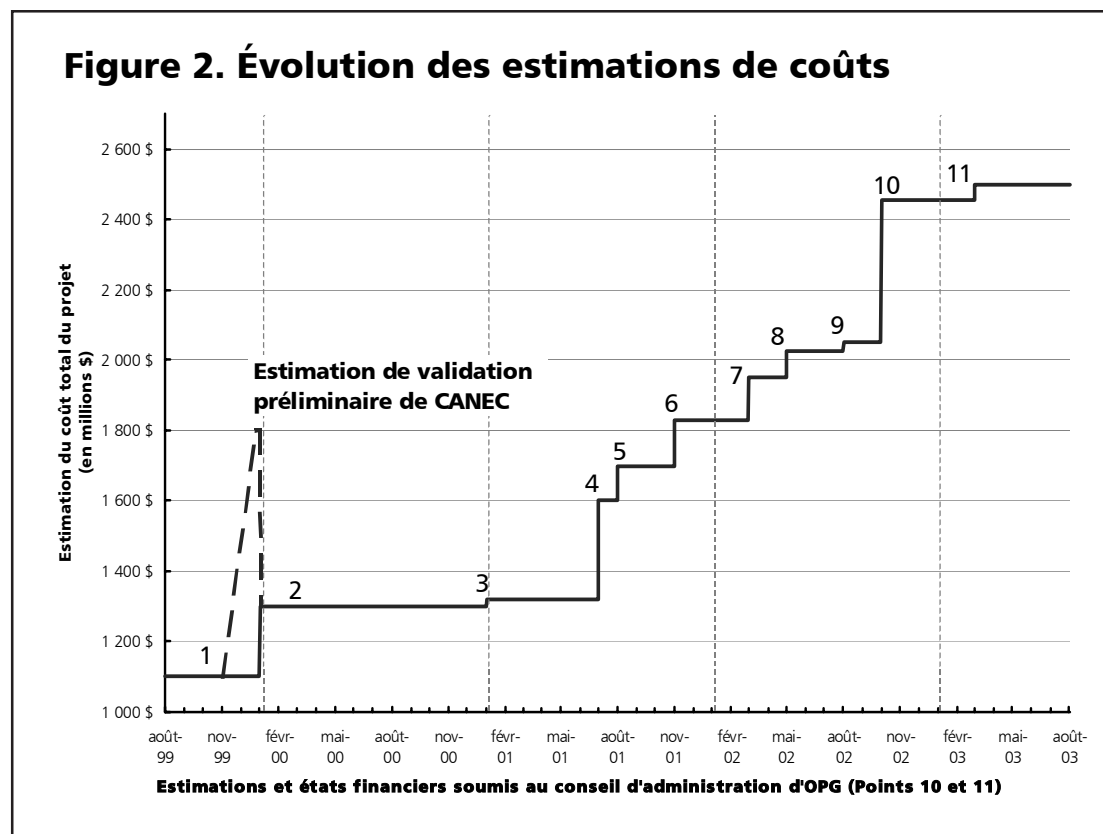


CANEC, la coentreprise engagée plus tard par OPG à titre d'entrepreneur général et le gestionnaire du projet, a procédé à une validation de l'estimation du mois d'août 1999. Pendant cette validation qui a débuté à la fin de septembre 1999, CANEC a constaté que les documents de conception étaient encore au stade préliminaire et qu'un certain nombre de lots de travaux n'était pas encore définitif. Le 31 décembre 1999, CANEC a présenté une estimation préliminaire fondée sur l'information alors disponible. Le coût total du projet y était estimé à environ 1,6 milliard de dollars. En ajoutant les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration avant le démarrage estimé par l'OPG à 200 millions de dollars, l'estimation de CANEC s'élevait au total à 1,8 milliard de dollars.

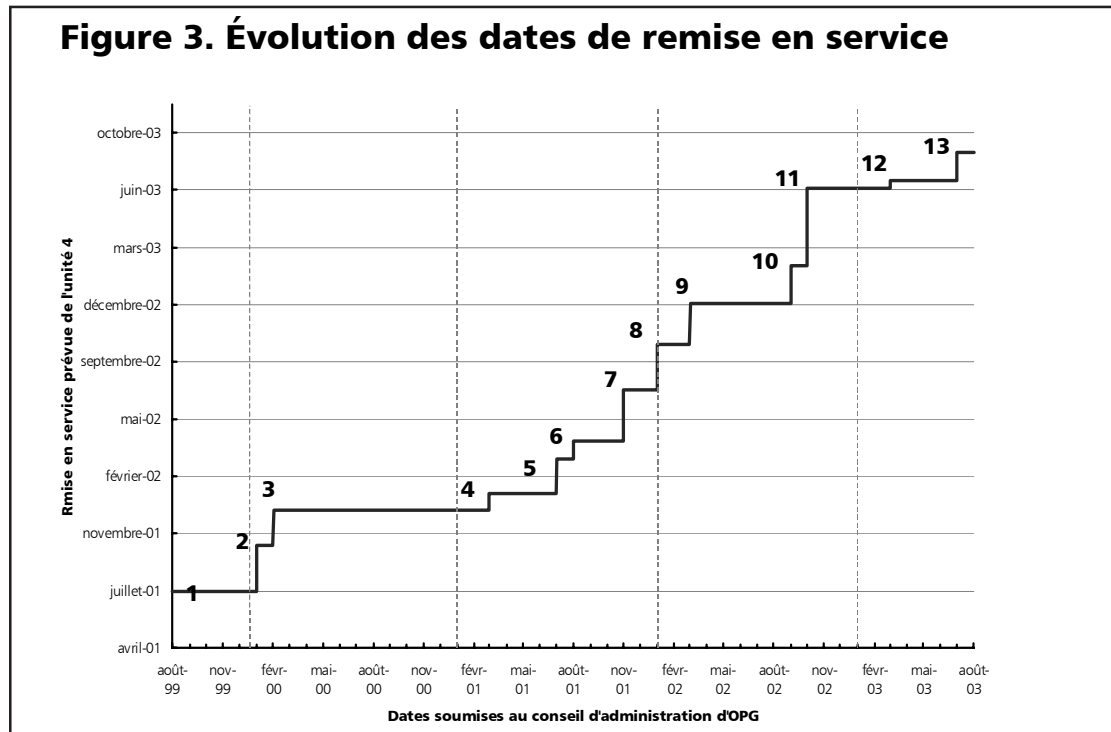
Au cours des trois semaines qui suivirent, une équipe dirigée par OPG et travaillant en collaboration avec l'équipe de validation des estimations de CANEC a revu cette estimation et l'a réduite d'environ 30 pour cent.

Cette estimation révisée a été présentée au conseil d'administration le 31 janvier 2000. Elle est restée en vigueur jusqu'au milieu de 2001. Le coût projeté avait alors atteint 1,6 milliard de dollars et le conseil d'OPG avait investi 815 millions dans le projet.

Au total, à partir de la réunion du mois d'août 1999, le conseil d'administration d'OPG a reçu 11 estimations de coûts différentes qui ont progressivement fait passer le coût total du projet à environ 2,5 milliards de dollars.



Au total, 13 dates différentes de remise en service de l'unité 4 ont été présentées au conseil d'administration d'OPG entre août 1999 et septembre 2003, selon un modèle semblable à celui des coûts.



## EFFICACITÉ DE LA GESTION

En 1997, l'évaluation de rendement intégrée indépendante (ERII) a distingué sept problèmes fondamentaux dans les domaines du leadership de gestion, de la culture et des normes, du personnel et du rendement, des processus et des méthodes, de la centrale (matériel) et de la conception, de l'organisation et des ressources et des relations de travail.

En 2001, il semble qu'OPG n'avait pas encore mis en place une infrastructure efficace de gestion de projet. Les problèmes ont été résumés dans un rapport produit par un expert-conseil extérieur<sup>13</sup> :

- Ni OPG, ni EACL ne se sont rendu compte de la rigueur nécessaire pour réaliser un projet d'envergure dans le cadre d'exploitation d'OPG.
- Les dirigeants d'OPG n'ont pas pris en charge ni assumé la responsabilité de la réalisation du projet.
- La direction d'OPG n'a pas planifié suffisamment le projet de remise en service de l'unité 4.
- La direction d'OPG n'a pas mis en place les processus nécessaires pour surveiller efficacement le déroulement du projet et, quand elle a été avisée des répercussions possibles sur le calendrier de réalisation, elle a omis de prendre des mesures correctives immédiates.

<sup>13</sup> « OPG Incident Investigation Report: Delay in Engineering Deliverables for Unit 4 Outage », rapport de l'expert-conseil externe à l'OPG, 24 août 2001, p. 9.

- Les problèmes survenus pendant la réalisation du projet n'ont pas été communiqués efficacement à tous les paliers de l'organisation.
- La haute direction d'OPG n'a pas demandé de comptes aux directeurs responsables dans leurs sphères de compétence respectives.
- La direction d'OPG n'a pas tenu compte des leçons tirées des projets précédents.

Un autre rapport préparé par un expert-conseil externe durant la même période a aussi relevé des problèmes persistants, comme l'indique le tableau qui suit :<sup>14</sup>

ATTRIBUT DE GESTION	1997 (RAPPORT ERII)	2001 (RAPPORT DES EXPERTS-CONSEILS EXTERNES)
<b>Responsabilité des directeurs</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Absence de responsabilité des directeurs</li> <li>■ Absence de prise en compte des objectifs propres au site</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Les directeurs n'ont pas pris leurs projets en charge.</li> <li>■ Absence de suivi des engagements</li> </ul>
<b>Relations de travail latérales</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Lignes hiérarchiques et de reddition de comptes mal définies</li> <li>■ Travail d'équipe déficient</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Rôles/responsabilités mal définis et non documentés</li> <li>■ Travail d'équipe déficient</li> </ul>
<b>Pratiques de gestion</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Voies de communication inefficaces</li> <li>■ Écart entre le rendement perçu et le rendement réel</li> <li>■ Rapidité d'intervention et ressources limitées</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Contrôles de gestion inefficaces</li> <li>■ Non-respect des jalons définis</li> </ul>
<b>Soutien des gestionnaires subalternes</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Les mauvaises nouvelles ne se rendent pas en haut.</li> <li>■ Problèmes réglés à un échelon trop bas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Les travailleurs ne sont pas encouragés à faire connaître les problèmes à leurs supérieurs.</li> <li>■ Aucun encouragement à l'innovation</li> </ul>
<b>Culture de la centrale Pickering A</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Peu d'importance accordée à la coopération transorganisationnelle</li> <li>■ Les employés ne sont pas tenus de rendre compte et n'ont pas le souci de la qualité.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Partage de l'information déficient</li> <li>■ Aucune culture d'adhésion aux normes de sécurité</li> </ul>

<sup>14</sup> « Pickering A Return to Service Discussion Document », 10 août 2001, préparé pour OPG par une firme externe d'experts-conseils, p. 4.

## COMMUNICATION INADÉQUATE DE L'INFORMATION RELATIVE AUX COÛTS ET AU RENDEMENT

En règle générale, la présentation de l'information relative aux coûts des projets de construction comporte trois composantes essentielles :

- la gestion des coûts au niveau du projet, qui compare les coûts réels aux estimations au moyen d'une structure de répartition des tâches détaillée;
- la gestion des coûts au niveau de la direction du projet, qui regroupe les tâches détaillées par grandes catégories et fournit un outil de gestion sommaire à la haute direction;
- la communication de l'information relative aux coûts à la haute direction et au conseil d'administration, qui fait le suivi d'ensemble des coûts et qui évalue la gestion des coûts au moyen d'instruments comme la comparaison des flux de trésorerie prévus et réels et les calculs sommaires des progrès d'ensemble comme la valeur acquise – une mesure qui compare les dépenses et le temps écoulé aux prévisions budgétaires.

Les systèmes d'information sur le rendement et de rapports financiers d'OPG étaient inférieurs à la norme sur les trois plans qui précèdent. La présentation détaillée de l'information relative aux coûts n'a pas été faite d'une façon qui permettait une analyse minutieuse significative des écarts budgétaires.

Le Comité a aussi fait les constatations suivantes :

- Souvent l'information fournie n'était pas cohérente d'un rapport à l'autre, ce qui rendait difficile l'analyse des tendances, l'élaboration de mesures correctives et la production de prévisions de coût précises.
- Les rapports de coûts sommaires destinés aux gestionnaires de projet ne contenaient pas de regroupement des coûts dans des ensembles discernables, ce qui empêchait souvent l'équipe de gestion de projet de détecter et d'analyser les tendances, d'élaborer des mesures correctives et de produire des prévisions de coût précises pour l'achèvement des travaux.
- Il n'y avait aucune mesure fiable de la valeur acquise, notamment parce que l'envergure exacte du projet n'était pas clairement délimitée, ce qui a aussi faussé les rapports sur les flux de trésorerie présentés à la haute direction.

Des vérifications de projet ont été réalisées, mais elles portaient principalement sur la conformité aux méthodes plutôt que sur l'avancement du projet. Il n'y a pas eu suffisamment de mesures indépendantes de détermination des problèmes, de vérification de l'avancement des travaux et de remise en question de la gestion du projet. En outre, il n'y a eu aucune analyse externe systématique de l'évolution des coûts et du calendrier de l'unité 4.

Enfin, le Comité n'a pas pu attribuer les dépassements de coût à des causes précises parce que la méthode utilisée par OPG pour faire le suivi des coûts n'était pas adéquate.

---

## Perspectives d'avenir

À titre d'unique actionnaire d'OPG, le gouvernement provincial est responsable envers la population de l'Ontario du rendement de la société. Comme nous l'avons déjà souligné, les lacunes du projet de la centrale Pickering A ont eu de nombreuses répercussions négatives. C'est pourquoi il est crucial de prendre des décisions éclairées pour les autres unités.

Considérant tout ce qu'il a appris pendant son examen, le Comité estime que les leçons tirées de cet échec doivent absolument être prises en compte pour la suite des événements.

Il est indispensable de reconnaître que l'échec a été généralisé – conseil d'administration, direction et actionnaire – et que chacune de ces parties doit faire sa part pour faire en sorte qu'un tel dérapage ne se reproduise plus.

Le mandat du Comité prévoyait que celui-ci ferait des recommandations au ministre quant aux moyens à mettre en œuvre pour améliorer la gestion du projet et remettre en service la centrale Pickering A dans sa totalité, y compris des mesures visant à assurer la réalisation du projet au meilleur coût possible et dans les plus brefs délais.

Le Comité formule donc les observations suivantes.

### COMPLEXITÉ DU PROJET

Il faut garder à l'esprit que la remise en service des autres unités reste un projet ambitieux et complexe dont le coût est élevé et qui comprend la remise en état, la reconstruction, le remplacement ou l'ajout de matériel dans une centrale qui existe depuis 30 ans.

### STRATÉGIE DE PASSATION DES CONTRATS

OPG se retrouve essentiellement devant deux options : Elle peut soit assumer la fonction d'entrepreneur général et engager les sous-traitants nécessaires, soit engager un entrepreneur général qui lui fournira une solution clé en main (selon un contrat à prix fixe). OPG propose d'opter pour la première stratégie, c'est-à-dire faire office d'entrepreneur général. Le Comité est arrivé à la conclusion que, dans le présent contexte, la seconde option se révélerait sans doute plus longue et plus coûteuse.

Le Comité a rencontré à certaines reprises l'équipe actuelle de gestion du projet et a évalué sa capacité d'assumer la fonction d'entrepreneur général. Le Comité a examiné plus particulièrement la volonté de l'équipe de terminer les travaux de conception et de préparer le calendrier intégré des travaux. Le Comité s'est aussi penché sur un certain nombre de processus constituant le fondement de la démarche et, bien que certains soient encore incomplets, les a estimés bien fondés. Le Comité a conclu que la structure de gestion actuelle convient à la poursuite du projet.

## NÉCESSITÉ D'ÉLABORER UN PLAN D'ACTIVITÉS ÉNERGIQUE

La décision d'aller ou non de l'avant avec la remise en service d'une ou des trois unités restantes nécessitera l'élaboration d'un plan d'activités détaillé couvrant le volet économique autant que les questions relatives au projet lui-même.

Ce plan d'activités restera toutefois extrêmement aléatoire selon les hypothèses retenues sur les plans des coûts du projet, des années d'exploitation restantes, du prix de l'électricité et du coût des capitaux. Aussi devra-t-on absolument procéder à une analyse attentive et rigoureuse de toutes les options.

## GOUVERNANCE

La Province examine les principaux documents liés aux plans d'activités et approuve les grands investissements d'OPG.

Le Comité trouverait indiqué que la Province s'assure que les fonctions de surveillance des ministères concernés soient clairement définies et qu'elle établisse pour OPG des structures de reddition de comptes bien claires.

## GROUPE D'ÉTUDE SUR L'APPROVISIONNEMENT ET LA CONSERVATION

La province a mis sur pied un groupe d'étude sur l'approvisionnement et la conservation qui remettra son rapport d'ici la fin de 2003. Le Comité est conscient que ce rapport établira le contexte dans lequel le gouvernement prendra une décision relativement à la remise en service des autres unités.

---

## Recommandations

En gardant à l'esprit ces observations, le Comité formule les recommandations suivantes. Il estime qu'elles favoriseront le succès à long terme d'OPG, quelle que soit la décision prise au sujet des autres unités de la centrale Pickering.

### GOVERNANCE D'ENTREPRISE

Les « meilleures pratiques » en matière de gouvernance d'entreprise ont évolué au cours des dernières années, définissant de façon plus explicite les responsabilités des conseils d'administration. Les lignes directrices de la Bourse de Toronto (TSX) relativement à la fonction de gérance des conseils d'administration renvoient à cinq mesures qui revêtent une importance particulière :

- l'adoption d'un processus de planification stratégique;
- la détermination des principaux risques auxquels fait face l'entreprise dans le cadre de ses activités et la mise en place de systèmes appropriés permettant de gérer ces risques;
- la planification de la relève, y compris la nomination, la formation et la supervision des hauts dirigeants;
- l'élaboration d'une politique de communication pour l'entreprise;
- l'intégrité des systèmes internes de contrôle et d'information de gestion de l'entreprise<sup>15</sup>.

L'actionnaire et le conseil d'administration doivent assumer leurs responsabilités pour assurer un cadre de gouvernance bien défini en ce qui concerne la poursuite du projet Pickering.

**Recommandation.** En sa qualité d'actionnaire, le gouvernement doit définir clairement les fonctions et les responsabilités de surveillance d'OPG au sein de la structure gouvernementale.

**Recommandation.** En sa qualité d'actionnaire, le gouvernement doit examiner la composition du conseil d'administration d'OPG et s'assurer que les membres du conseil possèdent l'expertise nécessaire pour améliorer l'efficacité de ce service public.

**Recommandation.** Le conseil d'administration d'OPG doit s'assurer que le modèle de gouvernance pour la remise en service des unités restantes comprenne une structure améliorée et indépendante de supervision des décisions relatives à la gestion du projet.

**Recommandation.** La direction et le conseil d'administration d'OPG doivent s'entendre sur un ensemble d'indicateurs clés normalisés d'avancement du projet et,

---

<sup>15</sup> Lignes directrices du TSX relativement aux fonctions de gérance du conseil d'administration, ligne directrice numéro un.

à chacune de ses réunions, le conseil doit recevoir un rapport qui fait état de ce qu'il a approuvé et de l'évolution des indicateurs, qui souligne tout écart important par rapport au plan et qui présente les mesures prises par la direction pour remédier à la situation.

**Recommandation.** L'analyse de rentabilisation de la remise en service doit être préparée en parallèle avec les activités actuelles de développement du projet et faire l'objet d'une vérification indépendante dans le contexte du plan d'activités général d'OPG.

**Recommandation.** La décision d'aller de l'avant ou non doit être prise aussi rapidement que possible, étant donné qu'OPG dépense actuellement environ 20 millions de dollars par mois pour les travaux associés au redémarrage des unités 1, 2 et 3.

**Recommandation.** OPG doit fournir au gouvernement dans les plus brefs délais une estimation ferme des coûts et des délais d'achèvement des travaux. Parallèlement, le ministre de l'Énergie doit préciser les critères auxquels la décision d'aller de l'avant devra satisfaire en matière de politique énergétique et d'analyse de rentabilisation.

## GESTION DU PROJET

Si le projet se poursuit, OPG doit assurer l'efficacité de la gestion du projet. Le Comité signale qu'à l'automne 2002, une nouvelle équipe de gestionnaires supérieurs a été nommée pour le projet Pickering.

Bien que ces nominations aient été faites sur le tard, la nouvelle équipe a amélioré la discipline et l'efficacité des activités relatives au projet. Le Comité estime que cette équipe a tiré des leçons de l'expérience de redémarrage de l'unité 4 et qu'elle possède les capacités nécessaires pour gérer la remise en service des autres unités.

**Recommandation.** Si le projet est approuvé, la stratégie actuelle de passation des contrats et la structure de gestion de projet présentement en place doivent être préservées.

**Recommandation.** La construction ne doit pas débiter avant que les étapes suivantes aient été terminées :

- détermination de l'étendue des travaux;
- achèvement des travaux de conception technique et des travaux connexes;
- préparation des coûts et des plans de construction du projet;
- finalisation et coordination des lots de travail indiquant les matériaux et les autres ressources nécessaires ainsi que les échéanciers;
- acquisition des ressources en fonction des lots de travaux.



## EFFICACITÉ DE LA DIRECTION ET CULTURE D'ENTREPRISE

Pour avoir une main-d'œuvre efficace, il faut former les employés et s'efforcer de les garder. Ce principe est encore plus vrai dans les secteurs qui font appel à une expertise technique de haut niveau.

Au début des années 1990, Ontario Hydro a entrepris une restructuration interne qui a eu pour effet de réduire ses effectifs. En 1999, OPG a vu le jour à la suite d'une importante restructuration d'Ontario Hydro, qui s'est scindée en deux entités commerciales distinctes.

Ces facteurs ont entre autres eu une incidence sur les effectifs d'OPG. Dans le cadre de ses travaux, le Comité a constaté qu'au cours des dernières années, un certain nombre de postes de haut niveau ont été comblés par des personnes recrutées à l'extérieur d'OPG, souvent dans le cadre de contrats à court terme. Ces nominations ont, dans de nombreux cas, eu pour effet d'accroître l'expertise de gestion d'OPG. Toutefois, le succès futur de la société repose sur le perfectionnement du personnel en place.

**Recommandation.** À partir de maintenant, OPG doit accorder la priorité aux programmes de perfectionnement de son personnel afin que les personnes compétentes puissent accéder aux postes supérieurs.

La mise en place d'une culture qui favorise le travail d'équipe, la coordination et la collaboration est indispensable au succès de toute grande entreprise. La mise en place d'une telle culture devrait prendre beaucoup de temps.

**Recommandation.** L'amélioration de l'efficacité de la direction et de la culture d'entreprise doit constituer l'une des premières priorités du conseil d'administration et de la haute direction d'OPG. De plus, le comité des ressources humaines et de la gouvernance d'entreprise du conseil d'administration d'OPG doit être chargé d'évaluer les progrès accomplis dans ce domaine et d'en rendre compte.