

Legislative
Assembly
of Ontario



Assemblée
législative
de l'Ontario

COMITÉ PERMANENT DES ORGANISMES GOUVERNEMENTAUX

RAPPORT SUR LES ORGANISMES,
CONSEILS ET COMMISSIONS

ONTARIO POWER GENERATION INC.

2^e session, 39^e législature
59 Elizabeth II

Données de catalogage avant publication de la **Bibliothèque et Archives Canada**

Ontario. Assemblée législative. Comité permanent des organismes gouvernementaux
Rapport sur les organismes, conseil et commissions [ressource électronique] : Ontario
Power Generation Inc.

Publ. aussi en anglais sous le titre : Report on agencies, boards and commissions : Ontario
Power Generation Inc.

Comprend des réf. bibliogr.

Monographie électronique en format PDF.

Mode d'accès: World Wide Web.

Également publ. en version imprimée.

ISBN 978-1-4435-4431-3

1. Ontario Power Generation—Audit. 2. Électricité, Services publics d'—Ontario.
3. Électricité—Distribution—Ontario. I. Titre.

HD9685 C3 O5814 2010

354.4'9243909713

C2010-964038-1

Legislative
Assembly
of Ontario



Assemblée
législative
de l'Ontario

L'honorable Steve Peters
Président de l'Assemblée législative

Monsieur le président,

Votre Comité permanent des organismes gouvernementaux a l'honneur de présenter son rapport et de le confier à l'Assemblée.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Emie Hardeman".

Emie Hardeman
Président

Queen's Park
Septembre 2010

COMITÉ PERMANENT DES ORGANISMES GOUVERNEMENTAUX

COMPOSITION DU COMITÉ

2^e session, 39^e législature
(à partir du 9 mars 2010)

ERNIE HARDEMAN
Président

LISA MACLEOD
Vice-présidente

LAURA ALBANESE

DONNA H. CANSFIELD

HOWARD HAMPTON

JIM WILSON

MICHAEL A. BROWN

M. AILEEN CARROLL

LEEANNA PENDERGAST

Douglas Arnott
Greffier du comité

Larry Johnston
Recherchiste

COMITÉ PERMANENT DES ORGANISMES GOUVERNEMENTAUX

COMPOSITION DU COMITÉ

1^{re} session, 39^e législature
(à partir du 12 décembre 2007)

JULIA MUNRO
Présidente

LISA MACLEOD
Vice-présidente

MICHAEL A. BROWN

KEVIN DANIEL FLYNN

FRANCE GÉLINAS

RANDY HILLIER

DAVID RAMSAY

LIZ SANDALS

MARIA VAN BOMMEL

Douglas Arnott
Greffier du comité

Larry Johnston
Recherchiste

COMITÉ PERMANENT DES ORGANISMES GOUVERNEMENTAUX
LISTE DES CHANGEMENTS DANS LA COMPOSITION DU COMITÉ

KEVIN FLYNN a été remplacé par LOU RINALDI le 19 février 2009.

RANDY HILLIER a été remplacé par GERRY MARTINIUK le 25 mars 2009.

FRANCE GÉLINAS a été remplacée par HOWARD HAMPTON le 9 avril 2009.

MARIA VAN BOMMEL a été remplacée par RICK JOHNSON le 9 avril 2009.

LOU RINALDI a été remplacé par LAURA ALBANESE le 15 septembre 2009.

JULIA MUNRO a été remplacée par ERNIE HARDEMAN le 15 septembre 2009.

DAVID RAMSAY a été remplacé par YASIR NAQVI le 15 septembre 2009.

LIZ SANDALS a été remplacée par LEEANNA PENDERGAST le 15 septembre 2009.

GERRY MARTINIUK a été remplacé par JIM WILSON le 15 septembre 2009.

RICK JOHNSON a été remplacé par DONNA H. CANSFIELD le 9 mars 2010.

YASIR NAQVI a été remplacé par M. AILEEN CARROLL le 9 mars 2010.

LISTE DES CHANGEMENTS TEMPORAIRES

DAVE LEVAC

REZA MORIDI

LIZ SANDALS

PETER TABUNS

MARIA VAN BOMMEL

JOHN YAKABUSKI

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	1
CONTEXTE	2
Renseignements généraux	2
Restructuration des marchés de l'électricité de l'Ontario	2
Comité d'examen de la centrale Pickering A	3
Le Comité d'examen de l'OPG	3
Offre et demande d'énergie	5
Groupe d'étude sur l'approvisionnement et la conservation en matière d'électricité (2003)	5
La Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité	5
Supply Mix Advice de l'OEO (2005)	6
Directive ministérielle : Plan pour le réseau d'électricité intégré (2006)	7
Directive ministérielle : Énergie verte (2008)	8
ONTARIO POWER GENERATION	9
Mandat	9
Responsabilités aux termes du protocole d'entente	9
Directives et déclarations de l'actionnaire	10
Actifs de production	11
Prix de l'électricité	13
Information financière	14
Notation de crédit	14
États financiers	14
Prévisions	15
Structure et organisation	17
DISCUSSION ET RECOMMANDATIONS	17
La direction d'Ontario Power Generation	18
Évolution du marché de l'énergie en Ontario	18
Gestion des actifs	22
Actifs nucléaires	22
Actifs hydroélectriques	26
Centrales au combustible fossile	31
Biomasse (maximiser la valeur des actifs)	36
OPG et les Premières nations de l'Ontario	39
Orientations futures pour OPG	42
Gaz naturel	42
Nouvelles centrales nucléaires	44
Énergies renouvelables	45
ANNEXE A	
Opinion dissidente des députés progressistes-conservateurs, membres du comité	

INTRODUCTION

En vertu de l'alinéa 108(f) du Règlement de l'Assemblée législative de l'Ontario, le Comité permanent des organismes gouvernementaux a le mandat d'étudier le fonctionnement des organismes, conseils et commissions dont le lieutenant-gouverneur en conseil nomme tout ou partie des membres, ainsi que des personnes morales dont la Couronne du chef de l'Ontario est le principal actionnaire. Le Comité peut faire des recommandations sur des questions telles que les redondances à éliminer, la responsabilisation des organismes, les dispositions de temporisation appropriées ainsi que les rôles et mandats à réviser.

Conformément à son mandat, le Comité a étudié le fonctionnement d'Ontario Power Generation le 9 septembre 2009.

Les dirigeants et administrateurs suivants d'Ontario Power Generation (OPG) ont témoigné devant le Comité : M. Jake Epp, président du conseil d'administration, M. Tom Mitchell, président et chef de la direction, M. Donn Hannbridge, vice-président principal et chef des finances, et M. William Sheffield, membre du conseil d'administration et président du Comité de la rémunération et des ressources humaines.

Le Comité a également entendu le témoignage de cinq intervenants : la Society of Energy Professionals, représentée par M. Rod Sheppard, président, et par M. Joe Fierro, cadre supérieur de la Society chez OPG; la ville d'Atikokan, représentée par son maire M. Dennis Brown; l'Association des industries CANDU, représentée par M. Neil Alexander, président; l'Association canadienne du gaz, représentée par M^{me} Carol Cameron, directrice des comptes, développement des affaires, Union Gas Limited, et par M^{me} Edith Chin, Enbridge Gas Distribution; la Première nation du Lac Seul, représentée par le chef Clifford Bull et par M. Chris Angecone.

Le Comité tient à remercier les personnes qui ont témoigné durant les audiences publiques qu'il a tenues sur cet organisme. Les lecteurs qui souhaitent prendre connaissance de l'intégralité des présentations des témoins sont invités à consulter les comptes rendus du *Journal des débats* et les mémoires écrits.

Le présent rapport présente les constatations du Comité relatives à OPG. Le Comité exhorte le ministre à se pencher sérieusement sur ses observations.

CONTEXTE

Créée par la *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie* en tant que l'une des cinq sociétés qui ont remplacé Ontario Hydro, Ontario Power Generation (OPG) a commencé à exercer ses activités le 1^{er} avril 1999. Elle possède maintenant l'un des plus importants portefeuilles d'actifs de production d'électricité peu polluante et à faible coût en Amérique du Nord. Organisme non classifié, OPG a été constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* et elle exerce ses activités en vertu des dispositions de la Partie IV.1 de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. OPG relève du ministre de l'Énergie, qui représente la province en tant que seule actionnaire de la société.

Renseignements généraux

Dans les années 1990, Ontario Hydro était un monopole intégré verticalement qui dominait la production et le transport de l'électricité dans la province et jouait un rôle déterminant dans sa distribution. Plusieurs facteurs, notamment les dépassements de coûts de la construction d'installations nucléaires, ont contribué à un endettement¹ toujours plus important d'Ontario Hydro.

Restructuration des marchés de l'électricité de l'Ontario

Un document de politique gouvernementale publié en 1997 et intitulé *Direction for Change—Charting a Course for Competitive Electricity and Jobs in Ontario* (La voie du changement : Pour un marché concurrentiel de l'électricité et des emplois en Ontario) faisait sienne la prémisse de base du rapport Macdonald² publié en 1996, à savoir qu'il fallait remplacer le monopole d'Ontario Hydro par un marché de l'électricité concurrentiel³.

La Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie

Se voulant un cadre pour les marchés concurrentiels, la *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie* (la Loi adoptée en octobre 1998) reprenait des éléments du document « La voie du changement », notamment le démantèlement d'Ontario Hydro et la séparation des composantes à caractère potentiellement concurrentiel du système (la production et les services au marché de détail) de celles ayant un caractère davantage monopolistique (le transport et la distribution). La Loi créait par ailleurs la Société indépendante

¹ En 1996, la ratio d'endettement atteignait 85 %.

² Ontario, ministère de l'Environnement et de l'Énergie, *Un cadre pour la concurrence – Rapport du Comité consultatif sur la concurrence au sein de l'industrie de l'électricité de l'Ontario à la ministre de l'Environnement et de l'Énergie de l'Ontario* (Toronto : Le Ministère, 1996).

³ Ontario, ministère de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie, *Direction for Change—Charting a Course for Competitive Electricity and Jobs in Ontario* (Toronto : Le Ministère, 1997), p. viii.

de gestion du marché de l'électricité (SIGMÉ) et instaurait le libre accès aux installations de transport et de distribution⁴.

OPG a été créée pour posséder et exploiter les actifs de production d'électricité d'Ontario Hydro. La Loi instaurait en outre l'Entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché (EAEM), qui avait pour but d'empêcher OPG de profiter de sa position dominante sur le marché en lui imposant un plafond de revenus à court terme, afin d'offrir des remises aux consommateurs d'électricité. L'EAEM exigeait également qu'OPG réduise sa capacité de production de façon qu'elle ne dépasse pas 35 % de l'approvisionnement de l'Ontario au cours de la prochaine décennie, mais cette exigence a été abandonnée par la suite.

Comité d'examen de la centrale Pickering A

En septembre 2003, l'unité 4 de la centrale Pickering A (centrale nucléaire) a été remise en service deux ans en retard et le coût (1,25 milliard de dollars) avait presque triplé par rapport à celui approuvé (457 millions de dollars) par le conseil d'administration d'OPG en 1999. En décembre 2003, le Comité d'examen de la centrale Pickering A, qui a fait enquête sur le dépassement des coûts et sur le retard, a indiqué dans son rapport que

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 [...] 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 [...] la responsabilité finale incombe au conseil d'administration et à la haute direction d'OPG, qui ont exercé leurs fonctions de surveillance de façon inadéquate⁵.

Le gouvernement a par la suite accepté la démission des trois principaux dirigeants d'OPG ainsi que de tous les membres de son conseil d'administration.

Le Comité d'examen de l'OPG

En décembre 2003 également, le gouvernement a créé le Comité d'examen de l'OPG pour qu'il le conseille sur la structure et le rôle futurs d'OPG et sur la

⁴ Le projet de loi 100, la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*, a remplacé le nom de cet organisme par celui de Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE).

⁵ Ontario, *Rapport du comité d'examen de la centrale Pickering A* (Toronto: Le Comité, 2003), p. 1.

possibilité d'une remise en état des unités 1, 2 et 3 de la centrale Pickering A. En mars 2004, le Comité a recommandé ce qui suit :

- Qu'OPG se concentre sur ses actifs d'exploitation principaux – nucléaire, installations hydroélectriques et à combustible fossile – et qu'elle cesse ses activités périphériques comme la production d'énergie éolienne et solaire, la biomasse et les petits projets hydroélectriques;
- Que la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) approuve de façon indépendante les tarifs auxquels la production de chaque division d'OPG est vendue;
- Qu'OPG soit scindée en deux divisions d'exploitation principales : la division nucléaire et la division hydroélectrique/combustibles fossiles;
- Que les membres du conseil d'administration soient rémunérés de manière comparable aux membres d'entités semblables du secteur privé;
- Que les instructions ou les directives semblables, lorsqu'elles sont données à OPG par l'actionnaire, soient livrées par écrit et mises dans le domaine public;
- Qu'OPG réalise le projet de remise en service de l'unité 1 de Pickering A et qu'elle attende des preuves claires de la réussite de ce projet avant de procéder à d'autres travaux aux unités 2 ou 3⁶.

Le Comité recommandait dans son rapport que l'Ontario commence à planifier l'augmentation de ses actifs de production nucléaire et leur remplacement éventuel par une technologie de production d'énergie nucléaire nouvelle afin de disposer d'une source plus rentable de production de la charge de base que la production d'électricité avec le gaz naturel⁷.

⁶ Comité d'examen de l'OPG, *Transformer la société de production d'énergie de l'Ontario – Recommandations*, mars 2004. Page Web http://www.cna.ca/french/pdf/studies/opg_review/French_Recommendations.pdf consultée le 2 mars 2010.

⁷ Comité d'examen de l'OPG, *Transformer la société de production d'énergie de l'Ontario*, p. 21. La capacité de production de la charge de base sert à répondre à une demande de consommation relativement constante. En général, les unités qui produisent la charge de base fonctionnent au rythme de leur disponibilité. La capacité de production de la charge de pointe, en revanche, fonctionne de façon intermittente pour fournir de l'énergie durant les périodes de pointe. On s'en remet aux installations nucléaires et aux installations hydroélectriques de grande puissance pour la production de la charge de base.

Offre et demande d'énergie

Plusieurs rapports et plans qui traitent des besoins énergétiques futurs de la province et des moyens de les combler ont eu des répercussions manifestes pour OPG.

Groupe d'étude sur l'approvisionnement et la conservation en matière d'électricité (2003)

Le Groupe d'étude sur l'approvisionnement et la conservation en matière d'électricité a été mis sur pied en juin 2003 pour élaborer un plan d'action visant à attirer de nouvelles installations de production, à promouvoir l'économie d'énergie et à améliorer la fiabilité du réseau de transport. Dans son rapport publié en janvier 2004, le Groupe d'étude prévoyait une pénurie de sources d'approvisionnement énergétique à l'horizon et recommandait ce qui suit :

- créer une « culture de la conservation d'énergie » en mettant l'accent sur la sensibilisation et sur une meilleure coordination entre les producteurs d'énergie;
- diversifier les sources d'approvisionnement énergétique;
- maintenir en activité les centrales au charbon en attendant qu'il y ait une capacité de production suffisante pour les remplacer et qu'on ait instauré des mesures de réduction de la demande;
- faire en sorte qu'OPG soit un investisseur de dernier recours dans la passation de marchés portant sur la construction d'installations de production à un « nouvel endroit »⁸.

La Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité

La *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* a reçu la sanction royale le 9 décembre 2004. Elle a pour objets de promouvoir l'élargissement de l'approvisionnement et de la capacité de production de l'électricité, de faciliter la gestion de la consommation et la gestion de la demande d'électricité, d'encourager l'économie et l'utilisation efficace de l'électricité et de régler les prix dans certaines parties du secteur de l'électricité.

⁸ Groupe d'étude sur l'approvisionnement et la conservation en matière d'électricité, *Tough Choices: Addressing Ontario's Power Needs*, Final Report to the Minister, January 2004. Page Web <http://www.mei.gov.on.ca/en/energy/electricity/?page=reports-ECTF> consultée le 2 mars 2010.

La Loi a créé un nouvel organisme de réglementation, à savoir l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO), qui a pour mandat de veiller à la suffisance des ressources en électricité de l'Ontario à moyen et à long terme. L'OEO est également responsable du Bureau des économies d'énergie et du directeur des économies d'énergie, qui fournissent des orientations pour la planification et la coordination de la conservation de l'électricité et de la gestion de la consommation dans la province.

Supply Mix Advice de l'OEO (2005)

En décembre 2005, à la demande de la ministre de l'Énergie, l'OEO a publié un rapport intitulé *Supply Mix Advice* (conseils sur l'éventail de sources d'approvisionnement en électricité) et portant sur les 20 prochaines années⁹. L'OEO prévoit ce qui suit :

- la demande d'électricité en Ontario augmentera d'environ 0,9 % par année;
- la province pourra compter sur un approvisionnement énergétique suffisant jusqu'en 2014 en autant que les initiatives actuelles en matière d'approvisionnement se matérialisent et que les mesures de conservation et de gestion de la demande (CGD) portent fruit;
- il y aura un écart entre l'offre et la demande d'électricité après 2014;
- d'ici 2025, la province devra remplacer, remettre en état ou supplanter au moyen de la conservation une capacité de production d'environ 10 000 mégawatts (MW) d'électricité.

Dans cet esprit, l'OEO a formulé les observations et les recommandations suivantes :

- Les mesures d'efficacité énergétique et de réduction de la demande pourraient fournir un approvisionnement de l'ordre de 1 800 à 4 300 MW; le chiffre de 1 800 MW représente l'« hypothèse raisonnable et prudente ».
- Les sources renouvelables devraient fournir un supplément de 7 800 MW d'électricité d'ici 2025 (c.-à-d., un ajout de

⁹ Office de l'électricité de l'Ontario, *Supply Mix Advice Report*, Vol. 1, décembre 2005. Page Web http://www.powerauthority.on.ca/Report_Static/1139.htm consultée le 2 mars 2010. Voir également, Office de l'électricité de l'Ontario, « *Supply Mix Summary* », décembre 2005. Page Web http://www.powerauthority.on.ca/Storage/18/1338_Part_1-1_Supply_Mix_Summary.pdf consultée le 2 mars 2010.

6 700 MW aux approvisionnements alors en cours). L'apport de l'hydroélectricité, compris dans le total pour les sources renouvelables, devrait représenter 1 350 MW de plus que les approvisionnements actuels, et celui de l'énergie éolienne, 3 600 MW de plus que les approvisionnements en cours; les importations d'électricité, la biomasse et l'énergie solaire représenteraient respectivement un apport de 1 250 MW, de 500 MW et de 40 MW.

- La production au gaz naturel devrait fournir un ajout de capacité de seulement 1 500 MW (c.-à-d., la capacité envisagée par les directives actuelles en matière d'approvisionnement), « parce que [...] le gaz naturel comporte des risques du point de vue du coût, de l'impact environnemental et du risque financier. »
- L'apport de la production nucléaire devrait se situer entre 12 900 et 15 900 MW de puissance d'ici 2025; il s'agit d'une cible qui nécessiterait d'autres remises en état et la construction de « nouvelles centrales ».
- Le remplacement de la production au charbon devrait continuer de faire l'objet d'une surveillance étroite et la fiabilité devrait être le principe de base de tout plan de remplacement.

En novembre 2006, l'OEO a indiqué que l'Ontario connaîtrait des pénuries d'approvisionnement énergétique advenant la fermeture des centrales au charbon avant 2011. L'organisme recommandait le maintien en service de la centrale Nanticoke jusqu'en 2014 au moins¹⁰.

Directive ministérielle : Plan pour le réseau d'électricité intégré (2006)

En juin 2006, le gouvernement a demandé à l'OEO d'élaborer un nouveau Plan pour le réseau d'électricité intégré (PREI) afin de répondre aux objectifs suivants :

- une réduction de la demande de pointe totale de 6 300 MW d'ici 2025, au moyen de mesures d'économie d'énergie, ainsi que des cibles intermédiaires de 1 350 MW en 2007 et de 2 700 MW d'ici 2010;

¹⁰ Office de l'électricité de l'Ontario, *Ontario's Integrated Power System Plan: Discussion Paper 7, Integrating the Elements—A Preliminary Plan*, novembre 2006. Page Web http://www.powerauthority.on.ca/ipsp/Storage/32/2734_DP7_IntegratingTheElements.pdf consultée le 2 mars 2010.

- une nouvelle capacité de production d'énergies renouvelables (hydroélectricité, énergies éolienne et solaire et biomasse) de 2 700 MW d'ici 2010 et de 15 700 MW d'ici 2025;
- le maintien d'une capacité de production nucléaire de base de 14 000 MW au cours de la période du plan¹¹;
- une capacité de production au gaz suffisante, à haut rendement et de grande valeur pour répondre à la demande en périodes de pointe;
- la mise hors service graduelle des centrales au charbon dès que possible tout en maintenant une capacité de production suffisante pour assurer la fiabilité du système d'électricité.

Directive ministérielle : Énergie verte (2008)

En septembre 2008, le gouvernement a demandé à l'OEO de revoir son PREI afin de tenir compte d'un engagement plus grand envers l'énergie verte. Plus précisément, le gouvernement a demandé à l'OEO de se pencher sur les aspects suivants :

- la quantité et la diversité des différentes sources d'énergie renouvelables;
- l'accélération de la réalisation des objectifs d'économie d'énergie fixés;
- l'amélioration de la capacité de transport de l'électricité dans le Nord de l'Ontario ainsi que dans d'autres régions de la province afin d'améliorer le développement de nouvelles sources d'énergie renouvelable;
- la possibilité de convertir aux biocombustibles les centrales au charbon;
- la disponibilité de la production décentralisée;
- la possibilité que les réserves pompées contribuent à l'approvisionnement énergétique en périodes de pointe¹².

¹¹ La capacité totale de 14 000 MW est légèrement supérieure à celle de toutes les unités nucléaires actuelles de l'Ontario, y compris celles qui sont actuellement hors service (les tranches 1 et 2 de la centrale de Bruce) ou qui ont été retirées de la production (tranches 2 et 3 de Pickering A).

¹² Ministère de l'Énergie et de l'Infrastructure, « Un plan énergétique pour rendre l'Ontario plus sain », *Communiqué*, 18 septembre 2008. « Les zones oranges » correspondent aux régions de la province où les lignes de transport sont saturées.

Dans une lettre datée de mars 2009, l'OEO a informé la CEO qu'elle modifierait son PREI au cours de l'été à la suite de l'adoption de la *Loi de 2009 sur l'énergie verte* (projet de loi 150).

ONTARIO POWER GENERATION

Ontario Power Generation a acheté les actifs de production d'Ontario Hydro et a commencé à exercer ses activités le 1^{er} avril 1999.

Mandat

Le paragraphe 53.1(1) de la *Loi de 1998 sur l'électricité* stipule que les objets d'Ontario Power Generation « consistent entre autres à être propriétaire d'installations de production et à exploiter de telles installations ».

Le conseil d'administration assume ses responsabilités et exerce ses pouvoirs en vertu de plusieurs lois de l'Ontario, dont la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la *Loi sur les évaluations environnementales*, la *Loi sur les ressources en eau de l'Ontario* et la *Loi sur la protection de l'environnement*, de même qu'en vertu de certaines lois fédérales, notamment la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire* et la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires*. Par ailleurs, les règles du marché établies par la SIERE s'appliquent aux activités d'OPG.

Responsabilités aux termes du protocole d'entente

OPG relève du ministre de l'Énergie. Les responsabilités d'OPG envers la province sont énoncées dans un protocole d'entente conclu en 2005 :

- La production d'électricité est le mandat de base d'OPG. Elle exploitera de la façon la plus efficace et la plus efficiente possible, en respectant le cadre législatif et réglementaire, ses actifs de production nucléaire, hydroélectrique et à combustibles fossiles [...] OPG exploitera ces actifs en faisant en sorte de réduire le risque financier et opérationnel de la province.
- L'objectif principal d'OPG dans le domaine nucléaire est la réduction du risque de la province découlant de ses investissements dans les centrales nucléaires en général et, plus particulièrement, dans la remise en état des anciennes unités. OPG continuera d'exploiter ses installations nucléaires en exerçant une grande vigilance sur le plan de la sûreté nucléaire.

- OPG visera l'amélioration constante de ses activités de production nucléaire et de ses services internes [...] La grande priorité opérationnelle d'OPG sera l'amélioration de l'exploitation de son parc actuel de centrales nucléaires.
- En ce qui a trait aux investissements dans l'établissement de nouvelles capacités de production, la production d'énergie hydroélectrique sera la priorité d'OPG [...] Ceci comprendra l'agrandissement et le réaménagement de ses installations actuelles ainsi que la poursuite de nouveaux projets réalisables. OPG effectuera ces investissements seule ou en partenariat, selon les besoins.
- OPG n'effectuera pas d'investissement dans des projets de production d'énergie renouvelable non hydroélectrique sauf si l'actionnaire lui en fait expressément la demande.
- OPG continuera d'exploiter son parc de centrales alimentées aux combustibles fossiles, notamment les centrales au charbon, selon les principes commerciaux courants en tenant compte de la politique de remplacement du charbon du gouvernement et du rôle des centrales aux combustibles fossiles dans le marché de l'électricité de l'Ontario, en attendant qu'un règlement gouvernemental ou des déclarations uniformes de l'actionnaire exigent la fermeture des centrales au charbon.
- OPG exercera ses activités en Ontario en conformité avec les normes d'entreprise les plus strictes, entre autres dans le domaine de la gouvernance générale, de la responsabilité sociale et de la citoyenneté d'entreprise.
- OPG exercera ses activités en Ontario en conformité avec les normes d'entreprise les plus strictes en matière de gestion environnementale.

Directives et déclarations de l'actionnaire

Le protocole d'entente stipule par ailleurs que l'actionnaire peut demander à OPG, au moyen d'une déclaration écrite, d'entreprendre certaines initiatives. Dans le cadre de son témoignage devant le Comité en février 2007, le président et chef de la direction d'OPG à l'époque, M. Jim Hankinson, avait expliqué que les directives écrites (ou déclarations) étaient nécessaires quand l'actionnaire désire qu'OPG entreprenne un projet ou une initiative qui n'est

pas dans « l'intérêt commercial d'OPG¹³. » Jusqu'à maintenant, de telles déclarations ont été émises en rapport avec les sujets suivants :

- la conversion du charbon au gaz naturel de la centrale de Thunder Bay (le 6 octobre 2005);
- la modification du contrat de location et de l'accord sur le combustible irradié entre OPG et Bruce Power (le 14 octobre 2005);
- l'agrandissement de quatre centrales hydroélectriques sur la rivière Lower Mattagami (le 23 mai 2006);
- le lancement d'études de faisabilité pour la remise en état d'unités nucléaires existantes et l'enclenchement du processus d'obtention des approbations fédérales pour la construction de nouvelles unités à un emplacement existant (le 16 juin 2006);
- l'annulation de la conversion de la centrale de Thunder Bay (le 12 juillet 2006);
- la réduction des émissions de CO₂ découlant de l'utilisation du charbon dans les centrales alimentées au charbon (le 15 mai 2008);
- la demande de déclarations d'intérêt pour l'approvisionnement et le transport de biocombustible solide (le 13 janvier 2009).

Actifs de production

OPG possède l'un des plus importants portefeuilles d'actifs de production d'électricité en Amérique du Nord. Au 31 décembre 2009, elle exploitait une capacité de production en service de 21 729 MW, soit environ 61,4 % de la puissance installée totale de 35 370 MW de l'Ontario (SIERE, 21 août 2009)¹⁴.

¹³ Comité permanent des organismes gouvernementaux, *Journal des débats*, 26 février 2007, p. A-443.

¹⁴ En comparaison, la demande de pointe maximale en Ontario en 2009 était de 25 815 MW le 18 août; les autres pointes correspondaient à 24 333 MW le 17 août, 24 231 MW le 16 décembre et 22 983 MW le 15 janvier. Le 4 février 2010, la puissance installée en Ontario s'élevait à 35 485 MW (SIERE, *18-Month Outlook Update: March 2010 to August 2011*, p. 9).

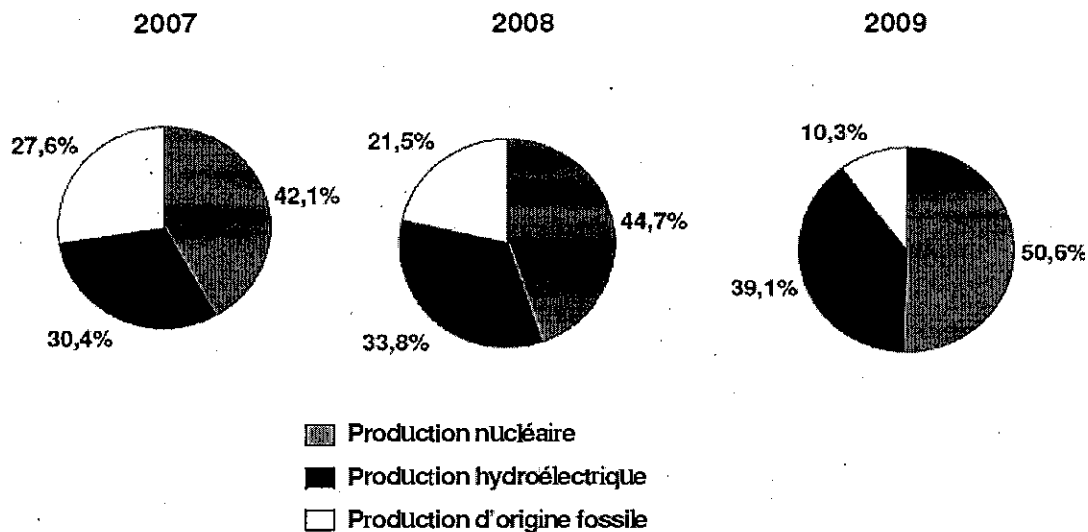
	Au 31 décembre 2009 Capacité (MW)	2009 Énergie (TWh)
Production nucléaire		
Darlington	3 512	26,0
Pickering B	2 064	15,1
Pickering A	1 030	5,7
	<hr/> 6 606	<hr/> 46,8
Production hydroélectrique par groupe de centrales		
Niagara	2 257	12,3
Ottawa St. Lawrence	2 571	13,9
Northeast	1 312	4,7
Northwest	684	4,6
Evergreen Energy	120	0,6
	<hr/> 6 944	<hr/> 36,2
Production d'origine fossile		
Nanticoke	3 640	5,6
Lennox	2 100	0,1
Lambton	1 920	3,6
Thunder Bay	306	0,1
Atikokan	211	0,1
	<hr/> 8 177	<hr/> 9,5
Production d'origine éolienne		
	2	-
Total	21 729	92,5

Source : Fiche d'information d'OPG (2009)

À partir des installations susmentionnées, OPG a produit 92,5 térawattheures (TWh) d'électricité en 2009 (une baisse par rapport à 107,8 TWh en 2008), soit à peu près 66,5 % de la demande d'électricité primaire de 139,2 TWh en Ontario (une baisse par rapport à 72,5 % de la demande d'électricité primaire de 148,7 TWh en 2008 dans la province). Par ailleurs, OPG est copropriétaire de deux centrales alimentées au gaz, soit le Portlands Energy Centre à Toronto (avec TransCanada Energy Ltd.) et la centrale Brighton Beach (avec ATCO Power Canada Ltd. et ATCO Resources Ltd.), et elle possède également deux centrales nucléaires qu'elle loue à long terme à Bruce Power.

L'apport de chaque secteur d'activité à la production totale d'OPG au cours des trois derniers exercices est présenté à la Figure 1; la baisse croissante de la production au charbon durant cette période est manifeste.

FIGURE 1 : APPORT DES SECTEURS À LA PRODUCTION D'OPG



Données : *Rapport annuel 2008* et revue de l'année 2009 d'OPG

Prix de l'électricité

Depuis le 1^{er} avril 2005, le système de tarification de la production d'OPG fait une distinction entre l'énergie produite par les actifs « réglementés », qui reçoit un prix fixe, et celle produite par les actifs « non réglementés », qui reçoit le prix du marché de l'électricité de gros.

Les actifs réglementés comprennent les centrales nucléaires d'OPG (Pickering A et B et Darlington) et sa production hydroélectrique de base (les centrales Sir Adam Beck 1 et 2 et la centrale à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2 et les installations hydroélectriques R.H. Saunders).

Pour la période allant du 1^{er} avril 2005 au 31 mars 2008, la première tranche de 1 900 MWh de production hydroélectrique de base a reçu 33,00 \$/MWh, tandis que l'électricité produite par les unités nucléaires d'OPG a reçu 49,50 \$/MWh. Le 1^{er} avril 2008, ces prix fixes ont augmenté à 36,66 \$/MWh pour la production hydroélectrique réglementée et à 54,98 \$/MWh pour la production nucléaire. Ces tarifs ont été établis par une ordonnance rendue par la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO), laquelle s'occupe maintenant de réglementer les tarifs d'OPG¹⁵.

¹⁵ L'ordonnance de la CEO qui établissait les nouveaux prix a été rendue le 2 décembre 2008. Comme les prix ont été approuvés avec effet rétroactif au 1^{er} avril 2008, OPG reçoit un montant additionnel de 2,18 \$/MWh pour sa production des installations hydroélectriques réglementées et un montant additionnel de 3,22 \$/MWh pour la production des installations nucléaires, avec prise d'effet le 1^{er} décembre 2008, afin de percevoir les revenus rétroactifs.

Entre le 1^{er} avril 2005 et le 20 novembre 2008, OPG a reçu le prix du marché au comptant de l'électricité pour la production des installations hydroélectriques réglementées excédant 1 900 MWh; il s'agit d'un mécanisme visant à encourager la production d'hydroélectricité. Le 1^{er} décembre 2008, le mécanisme de tarification de la production hydroélectrique des actifs réglementés a été remplacé par un mécanisme visant à « optimiser » la production.

Depuis le 1^{er} avril 2005, l'électricité produite par le reste des actifs hydroélectriques d'OPG et ses centrales à combustible fossile (c.-à-d., les actifs « non réglementés ») a reçu le prix du marché au comptant de l'électricité; 85 % de cette production était assujettie à une limite de revenus établie initialement pour une période de 13 mois qui devait prendre fin le 30 avril 2005, mais qui a été ensuite prolongée. La limite de revenus était de 47 \$/MWh pour la période du 1^{er} avril 2005 au 30 avril 2006, de 46 \$/MWh pour la période du 1^{er} mai 2006 au 30 avril 2007, de 47 \$/MWh pour la période du 1^{er} mai 2007 au 30 avril 2008 et de 48 \$/MWh pour la période du 1^{er} mai 2008 au 30 avril 2009. Les revenus excédant le plafond ont été remis à la SIERE aux fins de distribution aux consommateurs.

En raison des tarifs réglementés et du mécanisme des remises, le prix de vente moyen de l'électricité d'OPG en 2009 était de 4,5 ¢/kWh (en baisse par rapport à 4,9 ¢ en 2008), contre un prix horaire moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario de 3,2 ¢/kWh (en baisse par rapport à 5,2 ¢ en 2008).

Information financière

Notation de crédit

En août 2008, l'agence de notation Standard and Poor's (S&P) a rehaussé la note à long terme d'OPG, la faisant passer de BBB+ avec une perspective positive à A- avec une perspective stable tout en maintenant la note d'OPG à l'échelle mondiale à A-2 et celle du papier commercial canadien à A-1(bas).

Le Dominion Bond Rating Service (DBRS) continue d'attribuer à OPG une note A (bas) à sa dette à long terme et une note de RI (bas) à son papier commercial à court terme, toutes deux avec des tendances stables.

États financiers

Le Tableau 1 (page suivante) présente un résumé des états des résultats consolidés d'OPG accompagné d'un aperçu détaillé du bénéfice par secteur d'activité portant sur trois exercices. En 2009, OPG a déclaré un bénéfice net de 623 millions de dollars, contre 88 millions de dollars en 2008 (528 millions

de dollars en 2007) malgré la diminution de la production d'électricité et la baisse des revenus nets. En 2009, pour une deuxième année de suite, la variation de la valeur de ses fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires a grandement influé sur les revenus nets d'OPG. Les résultats plus solides de 2009 témoignent en grande partie de l'augmentation du rendement des fonds d'investissement distincts consacrés aux coûts futurs liés au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. Les rendements sur les actifs réglementés d'OPG contrebalancent le rendement plus faible des actifs assujettis au prix du marché de gros. Le secteur de la production d'origine fossile a affiché une perte de 99 millions de dollars malgré le versement d'une somme de 412 millions de dollars à OPG en 2009 aux termes d'une entente de recouvrement des coûts conclue avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIEO).

Prévisions

Dans son plan d'affaires pour la période de 2009 à 2013, OPG avait budgété un bénéfice net de 457 millions de dollars en 2009 et prévu qu'il diminuerait à 383 millions de dollars en 2010 pour tenir compte « du report d'un an de la prochaine hausse proposée des tarifs réglementés¹⁶. » OPG prévoit un bénéfice net de l'ordre de 750 millions de dollars au cours des trois dernières années du Plan d'affaires. La société souligne que le plan tient compte de l'ordonnance tarifaire rendue par la CEO en novembre 2008 et de la modification de l'exploitation de ses centrales au charbon dans la foulée de la stratégie de réduction des émissions de CO₂ adoptée par la province (nous discutons plus loin de cette stratégie annoncée en mai 2008).

¹⁶ OPG, *Summary of OPG's 2009-2013 Business Plan*, p. 7 (Présentation d'OPG au Comité permanent, onglet 19).

TABEAU 1 : RÉSUMÉ DES ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS ET DU BÉNÉFICE PAR SECTEUR PORTANT SUR TROIS EXERCICES.

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Revenus			
Revenus avant le rabais associé à la limite de revenus	5 640	6 359	5 887
Rabais associé à la limite de revenus	(27)	(277)	(227)
	5 613	6 082	5 660
Charges liées au combustible	991	1 191	1 270
Marge brute	4 622	4 891	4 390
Charges			
Exploitations, maintenance et administration	2 882	2 967	2 974
Amortissement	760	743	695
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	634	581	507
Pertes sur les (rendements des) fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(683)	93	(481)
Autres charges, montant net	76	71	75
	3 669	4 455	3 770
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	953	436	620
Intérêts débiteurs, montant net	185	165	143
Charge (recouvrement) d'impôts	145	183	(51)
Bénéfice net	623	88	528
Production d'électricité (TWh)	92,5	107,8	105,1
Flux de trésorerie			
Flux de trésorerie d'exploitation	299	870	379

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Activités réglementées			
Production nucléaire	390	235	(58)
Gestion des déchets nucléaires	52	(670)	(26)
Production hydroélectrique	327	310	249
Activités non réglementées			
Production hydroélectrique	209	508	329
Production d'origine fossile	(99)	(25)	74
Autre	74	78	52
Bénéfice (bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices)	953	436	620

Source : Rapports annuels et résultats financiers de 2007, 2008 et 2009 d'OPG

Structure et organisation

Les statuts constitutifs d'OPG indiquent que la société doit compter entre trois et quinze administrateurs, choisis par le ministre de l'Énergie; elle en compte présentement douze. Le président du conseil d'administration est élu comme administrateur et nommé comme président pour un mandat qui prend fin à la clôture de la troisième assemblée annuelle des actionnaires de la société. Les postes d'administrateur ne sont soumis à aucune autre exigence ou limite que celles imposées par la *Loi sur les sociétés par actions*, laquelle stipule que les actionnaires (c.-à-d., la province) élisent des administrateurs pour des mandats d'une durée maximale de trois ans (par. 119(4)).

Le conseil se réunit au moins six fois par année et compte sept comités : le Comité de vérification et de gestion des risques, le Comité de la rémunération et des ressources humaines, le Comité de gouvernance et de nomination, le Comité de surveillance des fonds d'investissement, le Comité de l'exploitation nucléaire, le Comité des projets de production nucléaire et le Comité des projets importants. Chaque comité a une charte ainsi qu'une description des fonctions de son président; il est possible de les consulter sur le site Web d'OPG.

Selon un document déposé par OPG auprès de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario, chaque administrateur qui n'est pas un employé d'OPG reçoit des honoraires annuels de 25 000 \$. Un administrateur reçoit aussi des honoraires annuels de 3 000 \$ pour chacun des comités dont il est membre ainsi que des honoraires annuels de 3 000 \$ à titre de président d'un comité (des honoraires annuels de 8 000 \$ dans le cas du président du Comité de vérification et de gestion des risques). Les administrateurs reçoivent en outre des honoraires de 1 500 \$ ou de 750 \$ pour chaque réunion à laquelle ils assistent, ainsi qu'une prime de déplacement selon la distance qu'ils doivent parcourir pour assister à chaque réunion.

DISCUSSION ET RECOMMANDATIONS

Au cours de la matinée du 9 septembre 2009, le Comité a entendu et interrogé les cadres supérieurs d'Ontario Power Generation. L'après-midi, les intervenants invités par le Comité ont présenté leur témoignage au sujet d'OPG. On trouvera dans la présente section un résumé des audiences ainsi que les recommandations du Comité.

La direction d'Ontario Power Generation

Dans leurs observations préliminaires à l'intention du Comité, le président du conseil d'administration d'OPG, Jake Epp, et le président et chef de la direction de la société, Tom Mitchell, ont décrit les efforts déployés par l'entreprise pour être « une société chef de file de la production d'électricité peu polluante et un producteur de choix pour l'Ontario¹⁷ ». M. Epp a souligné que M. Mitchell, qui est devenu président et chef de la direction le 1^{er} juillet 2009, jouit de l'appui de tous les membres du conseil d'administration comme étant la personne qu'il faut pour diriger OPG et lui permettre de relever les défis de la prochaine décennie.

M. Mitchell a discuté des responsabilités d'OPG comme « gardienne et intendante du legs de la production d'électricité de propriété publique en Ontario¹⁸ ». Contrairement à Ontario Hydro, qui était un service public totalement intégré et un quasi-monopole, OPG exerce ses activités dans un marché concurrentiel comptant d'autres producteurs d'électricité et n'a qu'un seul mandat : « produire de l'électricité pour contribuer à combler les besoins énergétiques de l'Ontario¹⁹ ». Alors que les gouvernements de l'époque utilisaient Ontario Hydro pour réaliser certains objectifs de politique économique et sociale, M. Mitchell a souligné que le rôle d'OPG comme producteur est de gérer ses actifs « selon des principes commerciaux clairs et reconnus²⁰ ».

Évolution du marché de l'énergie en Ontario

M. Epp a indiqué que la récession économique mondiale actuelle soumet OPG à de nouveaux défis. Les données tirées des résultats financiers de 2009 d'OPG et des rapports mensuels de la SIERE, reproduites dans le Tableau 2, montrent l'importance de la réduction de la demande d'énergie et de la production d'OPG au cours des 18 derniers mois. Les chiffres confirment en outre l'observation d'OPG voulant que la baisse de la production en 2009 soit non seulement le reflet d'une diminution de la demande, mais également d'une augmentation de la production d'électricité par d'autres producteurs de la province.

¹⁷ Compte rendu des audiences du Comité, *Journal des débats*, 9 septembre 2009, p. A-569.

¹⁸ Ibid., p. A-570.

¹⁹ Ibid.

²⁰ Ibid.

Tableau 2 : Demande ontarienne d'électricité et production d'OPG

(TWh)	2009		2008	
	Production d'OPG	Demande ontarienne	Production d'OPG	Demande ontarienne
1 ^{er} trim.	25,6	37,6	29,4	39,5
2 ^e trim.	20,9	32,2	25,9	35,1
3 ^e trim.	22,6	34,5	27,3	37,5
4 ^e trim.	23,4	34,9	25,2	36,6
Total	92,5	139,2	107,8	148,7

Source : OPG, résultats financiers de 2009

Au moment des audiences (en septembre 2009), la SIERE prévoyait une baisse de 4,0 % de la demande en 2009 (à 142,9 TWh) suivie d'une autre diminution de 0,3 % en 2010. Les données de mars 2010 indiquent que la baisse enregistrée en 2009 était beaucoup plus prononcée (6,1 %), à 139,2 TWh, et la SIERE prévoyait des augmentations de 0,2 % et de 0,9 % en 2010 et 2011 respectivement. Le 4 février 2010, la SIERE a fait état d'une puissance provinciale installée de 35 485 MW et d'une puissance supplémentaire de 2 600 MW, censée entrer en service entre mars 2010 et août 2011.

La situation qui a prévalu tout au long de 2009 a donné lieu à un écart considérable entre la puissance installée totale et la demande d'électricité en Ontario. La demande ontarienne totale a rarement dépassé 21 000 MW en 2009 et la demande mensuelle moyenne a été de l'ordre de 15 000 à 19 000 MW. Comme l'a expliqué M. Mitchell, cette situation a eu différentes répercussions sur OPG.

Augmentation de l'électricité à émissions faibles ou nulles

La société a été en mesure d'augmenter la proportion d'électricité à émissions faibles ou nulles – plus précisément, l'énergie produite par ses installations hydroélectriques et nucléaires – dans sa production. La part de la production totale d'OPG provenant des centrales hydroélectriques et nucléaires est passée de 78 % en 2008 à 89,7 % en 2009.

Limitation de la production thermique

OPG a été en mesure de réduire la production d'électricité de ses installations alimentées au charbon et de concentrer la production thermique restante dans ses unités de brûlage les moins polluantes. En 2009, la production des centrales au charbon d'OPG a atteint son plus bas niveau en 45 ans, soit 9,5 TWh.

En réponse à une question du Comité sur les moyens pris par OPG pour réduire les coûts dans le contexte de la conjoncture économique difficile et de la réduction de la demande d'électricité, M. Mitchell a fait état de deux décisions. La première, prise en 2008, consistait à cerner et éliminer 80 millions de dollars de charges dans les budgets de 2009 et de 2010. La seconde décision, prise « en tenant compte du fait que les prix plus bas du marché pourraient avoir des répercussions sur nos revenus », consistait à cerner d'autres réductions des charges de l'ordre de 85 millions de dollars en 2010. M. Mitchell a indiqué que la fermeture permanente de 4 des 15 unités d'OPG alimentées au charbon (2 unités à la centrale de Lambton et 2 autres à celle de Nanticoke), annoncée le 3 septembre 2009, fournira « la majeure partie de ce montant de 85 millions de dollars²¹ ». La fermeture est prévue au cours du quatrième trimestre de 2010.

Dans toute la province, le recours au gaz naturel pour alimenter la production d'énergie thermique augmente constamment, à tel point que la capacité de production au gaz installée totale dépasse maintenant la capacité de production au charbon installée totale. OPG est copropriétaire de deux centrales au gaz dont la capacité de production combinée est légèrement supérieure à 1,2 MW.

Bas prix de l'électricité de gros

La faible demande d'électricité conjuguée à l'augmentation de l'approvisionnement disponible a maintenu le prix de l'électricité de gros à un faible niveau en 2009. Le prix horaire de l'électricité de l'Ontario moyen pondéré (PHEO moyen) en 2009 était de 3,16 ¢/kWh (contre 5,16 ¢/kWh en 2008). M. Mitchell a rappelé au Comité que la majeure partie de l'électricité produite par OPG était assujettie à des prix réglementés :

Au cours de chacune des trois dernières années, c'est-à-dire de 2006 à 2008, le prix de vente moyen qu'OPG a reçu pour son électricité était plus bas que le prix horaire moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité²².

Ce contexte fait qu'OPG recevait un prix plus élevé pour l'électricité produite avec ses actifs non réglementés, dont ses unités à combustible fossile. Toutefois, en 2009, compte tenu des prix réglementés de 3,67 ¢/kWh pour la production hydroélectrique de base et de 5,5 ¢/kWh pour la production nucléaire, la société était peu incitée à exploiter ses unités alimentées au charbon pour ne toucher qu'un prix au comptant moyen de 3,16 ¢/kWh.

²¹ Ibid., p. A-581.

²² Ibid., p. A-570.

C'est dans ce contexte que la direction de la société, comme l'a indiqué M. Epp, a présenté au conseil d'administration une analyse de rentabilisation dans laquelle elle recommandait la fermeture de quatre unités alimentées au charbon²³.

Quand le Comité lui a demandé si OPG demanderait une augmentation de ses prix réglementés, M. Mitchell a indiqué qu'OPG présentera une demande tarifaire à la CEO en 2010 tout en faisant remarquer qu'il serait prématuré de supposer qu'OPG demandera une hausse ou une baisse tarifaire. Le Comité a également entendu le témoignage de la Society of Energy Professionals (SEP), laquelle recommandait que les actifs réglementés d'OPG continuent d'être financés comme il se doit par le biais des audiences tarifaires de la CEO.

Production de base excédentaire

La faible demande a créé une situation de production de base excédentaire. M. Mitchell a imputé la faible demande générale d'électricité à la « conjoncture économique et au fait que nous ayons connu un été extrêmement frais, la température ne dépassant 30 degrés que trois jours seulement cette année²⁴ ».

Dans ses résultats financiers du deuxième trimestre de 2009, OPG a souligné que la production de base excédentaire a été « un sujet de préoccupation important » pour l'entreprise au cours des six premiers mois de 2009. OPG précise que la production de base excédentaire l'a obligée

à fermer du jour au lendemain des unités alimentées au combustible fossile, à procéder à des détournements/déversements d'eau dans ses centrales hydroélectriques pour éviter d'augmenter la production d'électricité et à réduire la production de ses centrales nucléaires.

La baisse de la production aux centrales hydroélectriques non réglementées au troisième trimestre de 2009 par rapport à la même période un an plus tôt a aussi été imputée, en partie, à une situation inhabituelle de production de base excédentaire²⁵.

OPG a en outre souligné que la *Loi de 2009 sur l'énergie verte* autorise l'ajout d'une quantité illimitée d'électricité renouvelable au réseau, ce qui pourrait

²³ Ibid., p. A-583.

²⁴ Ibid., p. A-576.

²⁵ OPG, « 2009 Third Quarter Financial Results » (novembre 2010), p. 1 (fichier pdf consulté le 2 mars 2010 à l'adresse <http://www.opg.com/news/releases/091120Q3Financials.pdf>).

accentuer la production de base excédentaire²⁶. La SEP a recommandé de freiner la production d'énergie éolienne en périodes de production de base excédentaire afin de réduire les déversements d'eau imputables à une situation de production de base excédentaire dans les centrales hydroélectriques d'OPG. Elle a en outre recommandé de traiter les lignes de transport local pour les projets hydroélectriques d'OPG de la même façon que les branchements pour l'énergie éolienne.

Gestion des actifs

Actifs nucléaires

Plus que tout autre mode de production, l'énergie thermique produite avec du combustible nucléaire comble une partie considérable des besoins énergétiques de l'Ontario. En 2009, OPG a produit 46,8 TWh d'énergie nucléaire (contre 48,2 TWh en 2008 et 44,2 TWh en 2007) avec les réacteurs CANDU (réacteurs canadiens à deutérium-uranium) dans ses installations de Darlington et Pickering. Ces centrales sont à l'origine de 50,6 % de la production d'OPG en 2009 (contre 44,7 % en 2008 et 42,1 % en 2007).

Centrale nucléaire Darlington

Située dans la municipalité de Clarington, la centrale Darlington, mise en service en 1989, compte quatre unités et sa production totale est de 3 524 MW. Il s'agit de la plus grande centrale nucléaire du Canada et l'une des centrales nucléaires à unités multiples qui offre le meilleur rendement au pays, bon an mal an. En réponse à une question du Comité, les dirigeants d'OPG ont indiqué que le réacteur offrant le meilleur rendement à Darlington en 2008 était l'unité 3, comme en témoigne son facteur de capacité (facteur de capacité des unités de production nucléaire) de 99,93 %²⁷. La centrale nucléaire Darlington a été la première en Amérique du Nord à obtenir la certification ISO 14001, une norme environnementale. En février 2008, le permis d'exploitation de la centrale Darlington a été renouvelé par la

²⁶ OPG, « 2009 Second Quarter Financial Results » (août 2009), p. 11-12 (fichier pdf consulté le 2 mars 2010 à l'adresse <http://www.opg.com/news/releases/090814Q2Financials.pdf>). La production « acheminable » s'entend de l'électricité que l'exploitant du réseau (la SIERE) peut accepter ou refuser d'après les besoins du réseau et le prix offert pour celle-ci dans le marché de l'électricité de gros. On considère habituellement comme de l'énergie « non acheminable » l'électricité qu'il est difficile de mettre sous tension ou hors tension ou de moduler en fonction de la demande, comme l'électricité provenant des génératrices nucléaires ou des génératrices hydroélectriques de grande puissance. L'Ontario a choisi de traiter l'énergie renouvelable provenant de sources intermittentes comme l'énergie éolienne ou solaire comme de l'énergie « non acheminable » – l'énergie produite par ces installations est acceptée dans le réseau quelle qu'en soit la quantité.

²⁷ Lettre envoyée par OPG au Comité permanent des organismes gouvernementaux le 10 septembre 2009.

Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) pour une durée de cinq ans.

Centrale nucléaire Pickering

Située sur les rives du lac Ontario à l'est de Toronto, Pickering, qui a déjà compté parmi les plus grandes installations de production d'énergie nucléaire dans le monde, se compose de deux centrales, à savoir Pickering A et B. La première compte deux réacteurs en exploitation et la seconde, quatre réacteurs; leur production combinée correspond à 3 100 MW.

Mise en service en 1971, la centrale Pickering A a été exploitée jusqu'au moment de sa fermeture temporaire volontaire en 1997. L'unité 4 a été remise en service en septembre 2003 et l'unité 1, en novembre 2005. En août 2005, le conseil d'administration d'OPG a établi que la remise en service des unités 2 et 3 ne se justifiait pas du point de vue commercial. Selon M. Mitchell, cette décision était « un parfait exemple de l'utilisation par notre société d'un processus décisionnel rigoureux pour prendre des décisions d'affaires²⁸ ».

En réponse à une question sur le déclassement de ces unités, M. Mitchell a répondu que le travail effectué pour isoler les unités du reste de la centrale et achever leur mise à l'état d'arrêt sûr est censé se terminer à l'automne 2010. Les deux unités ont été déchargées de tout leur combustible et elles seront séchées sous vide prochainement. Elles demeureront dans un état appelé « état d'arrêt garanti » (avec le combustible déchargé) jusqu'au déclassement de la centrale Pickering à une date ultérieure. M. Hanbridge a indiqué que les fonds mis de côté par OPG pour le déclassement de la centrale et la manutention du combustible irradié s'élevaient à 9,7 milliards de dollars à la fin de juin 2009 (10,2 milliards de dollars à la fin de l'exercice).

Les quatre réacteurs de la centrale Pickering B fonctionnaient de manière sûre depuis leur mise en service en 1983. M. Mitchell a indiqué que l'unité 6 se classait au cinquième rang en 2008 pour ce qui est des antécédents en matière de sûreté de l'exploitation des réacteurs CANDU à l'échelle mondiale (les trois premiers rangs étaient occupés par des unités de la centrale Darlington). En juin 2008, le permis d'exploitation de la centrale Pickering B a été renouvelé par la CCSN pour une durée de cinq ans.

Remise à neuf des centrales Pickering B et Darlington

En juin 2006, OPG a reçu l'instruction d'entreprendre des études de faisabilité portant sur la remise à neuf de ses unités nucléaires actuelles, notamment une

²⁸ Compte rendu des audiences du Comité, *Journal des débats*, 9 septembre 2009, p. A-586.

évaluation environnementale de la remise en état des quatre unités de la centrale Pickering B, et d'amorcer le processus d'obtention des approbations fédérales pour la construction de nouvelles unités nucléaires sur un site existant.

Au début de l'an dernier (le 26 janvier 2009), la CCSN a approuvé l'évaluation environnementale de la remise à neuf des quatre unités de la centrale Pickering B en concluant que le projet de prolongation de la durée de vie de cette centrale n'est pas susceptible d'entraîner des « effets négatifs importants sur l'environnement, compte tenu des mesures d'atténuation indiquées²⁹ ».

La SEP a dit au Comité qu'OPG devrait être autorisée à remettre à neuf les centrales nucléaires Pickering B et Darlington.

Le 16 février 2010, OPG a annoncé qu'elle procéderait à une planification de la réfection à mi-vie de la centrale Darlington. Selon M. Mitchell, bien que 2018 soit la « date nominale » de la (fin de la) durée de vie utile de la centrale, le date véritable dépend des résultats réels, lesquels sont très bons jusqu'à maintenant. Le communiqué du 16 février 2010 annonçait en outre que la société ne procéderait pas à la remise à neuf de Pickering B. OPG investira plutôt 300 millions de dollars pour prolonger la durée de vie de Pickering B jusqu'en 2020, alors qu'elle amorcera le processus de déclassement³⁰.

Darlington "B"

En septembre 2006, OPG a présenté à la Commission canadienne de sûreté nucléaire une demande de permis afin de préparer un site pour

la construction et l'exploitation de nouveaux réacteurs nucléaires (jusqu'à quatre) sur le complexe nucléaire de Darlington. Ces réacteurs produiraient environ 4 800 MW d'électricité distribuée au moyen du réseau de distribution d'électricité de l'Ontario³¹.

²⁹ OPG, *Pickering B Refurbishment Study: Overview*. Page Web

http://www.opg.com/power/nuclear/pickering/pickB_overview.asp consultée le 2 mars 2010.

³⁰ OPG, « Annonce d'une stratégie d'investissement dans les centrales nucléaires de la région de Durham », *Communiqué*, 16 février 2010. Page Web

http://www.cna.ca/french/pdf/media_room/OPG-16fevrier-10.pdf consultée le 2 mars 2010.

³¹ CCSN, *Ontario Power Generation – Proposition de construction et d'exploitation de nouvelles centrales nucléaires*, page Web

http://www.nuclearsafety.gc.ca/fr/ea/ealist/ongoing/ontario/EA_07_05_29525.cfm consultée le 2 mars 2010.

En mars 2008, le ministre fédéral de l'Environnement, John Baird, a accepté l'avis de la CCSN et renvoyé l'évaluation environnementale de la proposition d'OPG à une commission d'examen conjointe (plutôt que d'exiger un examen complet, qui est un processus plus long).

Le 16 juin 2008, le ministre de l'Énergie, Gerry Phillips, a annoncé le choix du site de Darlington pour la construction de la nouvelle centrale nucléaire de l'Ontario. La construction d'une centrale Darlington B créerait 3 500 emplois directs dans le domaine de la construction et du génie et 1 000 autres emplois à long terme après la mise en service de la centrale.

Parallèlement à l'annonce du choix du site de Darlington, la phase 2 du processus de demande de propositions pour la construction d'une centrale nucléaire comptant deux réacteurs a également été annoncée. Trois entreprises ont été invitées à soumettre une proposition pour la Phase 2 : AREVA NP, Énergie atomique du Canada limitée (EACL) et Westinghouse Electric.

Le 29 juin 2009, le ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure, George Smitherman, a indiqué que le gouvernement suspendait le processus d'approvisionnement concurrentiel visant la construction de nouveaux réacteurs à Darlington. D'après le communiqué, une seule entreprise (EACL) répondait aux critères de la demande de propositions, mais « les inquiétudes au sujet des coûts et l'incertitude autour de l'avenir de la société empêchent l'Ontario de poursuivre le processus d'approvisionnement pour le moment³² ». Le ministre a indiqué que le gouvernement demeurerait engagé envers une « énergie nucléaire sans émission », mais n'a fourni aucune information quant au lancement éventuel d'un nouveau processus de demande de propositions.

M. Mitchell a dit au Comité qu'OPG poursuivait le travail nécessaire pour exécuter une évaluation environnementale et le processus de demande de permis afin de préparer le site, « sans égard à la technologie ». Il s'est dit confiant qu'OPG pourra exploiter pleinement un réacteur CANDU ou tout autre type de réacteur (p. ex., un réacteur à eau claire) sur le site. En réponse à une question du Comité, OPG a indiqué qu'elle avait consacré jusqu'à maintenant 57,3 millions de dollars au projet de construction d'une nouvelle centrale nucléaire.

Le communiqué de février 2010 qui annonçait les plans d'OPG pour Darlington et Pickering B concluait en soulignant qu'OPG

³² Ministère de l'Énergie et de l'Infrastructure, « L'Ontario suspend le projet d'approvisionnement en énergie nucléaire », *Communiqué*, 29 juin 2009.

continuera d'effectuer les travaux à l'appui de la construction et de l'exploitation d'une nouvelle centrale nucléaire sur le site de Darlington. En parallèle aux activités se rapportant aux investissements annoncés [pour la réfection], elle poursuivra l'évaluation environnementale et les travaux relatifs au permis de choix de l'emplacement en prévision de cette nouvelle centrale³³.

La SEP a recommandé d'autoriser OPG à construire une nouvelle centrale nucléaire sur le site de Darlington.

L'évolution de la situation dans le marché de l'électricité de l'Ontario fait en sorte qu'il est peut-être moins urgent de procéder à la construction d'une nouvelle centrale nucléaire. Le 23 juillet 2009, Bruce Power a annoncé qu'elle retirait ses demandes de construction de nouveaux réacteurs sur le site de Bruce et à Nanticoke et qu'elle se concentrera plutôt sur les possibilités de réfection de ses unités actuelles. Le président du conseil d'administration de Bruce Power a décrit ces décisions comme « des décisions d'affaires propres à l'Ontario qui tiennent compte de la réalité actuelle du marché³⁴ ».

Actifs hydroélectriques

OPG exploite 65 centrales hydroélectriques et 240 barrages répartis dans 25 réseaux hydrographiques; leurs capacités de production se situent entre 1 MW et plus de 1 400 MW. Grâce à l'augmentation du débit d'eau dans la plupart des rivières, OPG a produit 36,2 TWh d'énergie hydroélectrique en 2009, soit un peu moins que la production de 36,8 TWh de 2008, qui était la plus élevée de ce secteur d'activité depuis 1979. Cette constance de la production hydroélectrique est remarquable compte tenu de la baisse de 15,3 TWh de la production globale d'OPG en 2009.

³³ OPG, « Annonce d'une stratégie d'investissement dans les centrales nucléaires de la région de Durham », *Communiqué*, 16 février 2010.

³⁴ Bruce Power, « Bruce Power to focus on additional refurbishments at Bruce A and B, » *Communiqué*, 23 juillet 2009. Page Web

<http://www.brucepower.com/pagecontent.aspx?navuid=1212&dtuid=84013> consultée le 25 août 2009.

Tableau 3 : Données sur la production hydroélectrique dans le Nord de l'Ontario (2008)

	Groupe de centrales du Nord-Ouest	Groupe de centrales du Nord-Est	Groupes du Nord TOTAL	Tous les groupes de centrales
2008				
Puissance (MW)	669	1 316	1 985	6 963
Coût (en millions)	106,5 \$	129,2 \$	235,7 \$	836,7 \$
Production (TWh)	4,89	5,11	10,0	36,4
Déversements liés à la production de base excédentaire (TWh)	0	0	0	0,07
2009				
Puissance (MW)	684	1 312	1 996	6 944
Coût (en millions)	108,7 \$	118,9 \$	227,6 \$	849,6 \$
Production (TWh)	4,62	4,74	9,36	36,2
Déversements liés à la production de base excédentaire (TWh)	0,14	0,17	0,31	0,6

Remarque : Les coûts comprennent les charges liées au combustible, l'exploitation, la maintenance et l'administration, l'amortissement ainsi que l'impôt foncier et les impôts sur le capital.

Source : OPG, *Correspondance à l'intention du Comité*, avril 2010

Déversements liés à la production de base excédentaire

La capacité d'OPG à tirer parti de ses actifs de production hydroélectrique est limitée par la capacité du réseau de transport à acheminer l'électricité entre son lieu de production et le lieu de la demande. Le déclin des industries forestières dans le Nord de l'Ontario a entraîné des périodes régulières de production excédentaire. D'après la documentation fournie par OPG à la demande du Comité, il y a eu des déversements liés à la production de base excédentaire plus élevés qu'à l'habitude en 2009 tant dans le groupe des centrales du Nord-Est que dans celui des centrales du Nord-Ouest en raison des niveaux d'eau plus élevés qu'à l'habitude et de la faible demande d'électricité³⁵. Les données transmises par OPG à la demande du Comité sont résumées dans le Tableau 3 (ci-dessus).

³⁵ Un « déversement » s'entend de l'eau libérée dans les centrales hydroélectriques sans qu'il y ait production d'électricité et correspond au potentiel d'énergie (et de revenus) abandonné. Quand le déversement est provoqué parce que la demande est insuffisante pour utiliser l'énergie qui serait produite, on peut le considérer comme une mesure de l'« excédent » hydroélectrique.

M. Mitchell a informé le Comité qu'OPG, en plus de produire de l'hydroélectricité, contrôle 24 réseaux hydrographiques de la province selon les lignes directrices du ministère des Richesses naturelles.

Tableau 4 : Centrales hydroélectriques d'OPG

Centrales de pointe	Centrales au fil de l'eau			
Sir Adam Beck	Decew Falls ND1	Wawaitin	Auburn	McVittie
Arnprior	Decew Falls NF23	Hound Chute	Big Chute	Merrickville
Barrett Chute	Sir Adam Beck I	Indian Chute	Big Eddy	Meyersberg
Mountain Chute	Sir Adam Beck II	Aguasabon	Bingham Chute	Nipissing
Stewartville	Otto Holden	Alexander	Coniston	Ragged Rapids
Abitibi Canyon	Des Joachims	Cameron Falls	Crystal Falls	Ranney Falls
Otter Rapids	Chenau	Caribou Falls	Elliot Chute	Seymour
Lower Notch	Chats Falls	Ear Falls	Eugenia Falls	Sidney
Little Long	R. H. Saunders	Kakabeka Falls	Frankford	Sills Island
Harmon	Calabogie	Manitou Falls	Hagues Reach	South Falls
Kipling	Lower Sturgeon	Pine Portage	Hanna Chute	Stinson
	Matabitchuan	Silver Falls	Healey Falls	Trethewey Falls
	Sandy Falls	Whitedog Falls	High Falls	
	Smoky Falls	Lac Seul	Lakefield	

Source : OPG, *Correspondance à l'intention du Comité, avril 2010*

Le Tableau 4 énumère les centrales hydroélectriques de « pointe » et les centrales « au fil de l'eau » d'OPG. OPG explique comme suit la différence entre ces deux types de centrale :

Une centrale au fil de l'eau type possède un bassin de retenue de *dimensions restreintes*³⁶ et l'eau y passe continuellement, en tout ou en partie, par une ou plusieurs turbines. L'eau inexploitée (le cas échéant) coule vers la chute ou le déversoir. Certains de ces centrales fonctionnent en tant qu'installations de base ou intermédiaires tant pendant les heures de pointe qu'en dehors de celles-ci. [souligné dans le texte original]

Une centrale de pointe fonctionne lorsque la demande est grande, soit habituellement le jour durant la semaine (principalement pendant les heures de pointe). Ces installations peuvent emmagasiner l'eau en dehors des heures de pointe dans leur bassin de retenue ou dans un réservoir en amont.

Correspondance à l'intention du Comité, avril 2010.

³⁶ Un « bassin de retenue » correspond au réservoir qui se trouve immédiatement avant la prise d'eau de la centrale.

Les déversements liés à la production de base excédentaire se produisent dans les centrales au fil de l'eau.

Le Comité désirait connaître les répercussions de facteurs comme la température et la pluie sur les déversements liés à la production de base excédentaire. Dans une lettre au Comité, OPG a fait part de ce qui suit :

OPG ne consigne pas les répercussions de facteurs comme la température et les précipitations sur la production de base excédentaire, car il n'y a pas de lien de cause à effet direct et il est difficile de mesurer ou de déterminer leurs répercussions. Il s'agit là de « facteurs parmi tant d'autres » et non de facteurs déterminants [...] Les niveaux de production de base excédentaire de l'an dernier étaient principalement imputables à la faible demande d'électricité conjuguée à une interruption aux interconnexions Ontario-New York, ce qui a miné la capacité de l'Ontario d'exporter de l'électricité sur les marchés voisins, à l'apport d'autres sources d'électricité qu'OPG et aux essais de mise en service de nouvelles centrales alimentées au gaz.

Correspondance à l'intention du Comité, avril 2010

Aménagement de nouvelles centrales hydroélectriques

En 2009, OPG a parachevé un projet visant à accroître sa production hydroélectrique; à la fin de l'exercice, plusieurs autres projets en étaient à différents stades d'avancement.

Tunnel de Niagara Falls. À l'été 2006, OPG a entrepris la construction d'un tunnel de 10,4 kilomètres en dessous de la ville de Niagara Falls afin d'augmenter l'approvisionnement en eau du complexe Sir Adam Beck, ce qui se traduira ultérieurement par l'ajout d'une production annuelle de 1,6 TWh. Au début de la construction, le projet était censé se terminer à la fin de 2009 et coûter en tout 985 millions de dollars. Le contrat d'excavation du tunnel s'élevait initialement à 600 millions de dollars et comprenait la conception et la construction d'un tunnelier (surnommé « Big Becky ») spécialement pour le projet. Or, des formations rocheuses instables rencontrées au cours du forage ont entraîné des retards considérables ainsi que la modification du tracé du tunnel.

M. Epp a expliqué au Comité différents travaux géotechniques effectués avant le début du projet tout en soulignant que les compositions rocheuses rencontrées en cours d'excavation étaient différentes de celles identifiées par l'évaluation (les évaluations) géotechnique(s). Comme l'a résumé M. Mitchell

à l'intention du Comité : « La roche ne s'est pas comportée de la façon prévue³⁷. » D'après le rapport d'OPG intitulé *2009 Mid-Year Performance Report*, le tunnel devrait maintenant avoir une longueur de 10,2 kilomètres et coûter 1,6 milliard de dollars et sa construction devrait s'achever en décembre 2013³⁸. D'après une mise à jour en date du 21 décembre 2009, le tunnelier a été inactif entre le 11 septembre et le 9 décembre 2009, en partie à cause d'une interruption programmée aux fins de maintenance et en partie parce qu'une section du revêtement temporaire avait cédé le 11 septembre. À la fin de l'exercice, la progression du tunnelier correspondait à 54 % de la longueur du tunnel.

Upper Mattagami et Hound Chute. La réalisation d'un projet de réaménagement sur les rivières Upper Mattagami et Montreal a commencé à l'été 2008. Le remplacement de quatre centrales sur ces sites augmentera la capacité de production, la faisant passer de 23 MW à 44 MW; les centrales sont censées être en service en avril 2011.

Lac Seul. La construction d'une centrale d'une capacité de 12,5 MW a été achevée en février 2009; elle comprend un partenariat avec la Première nation du Lac Seul, qui détient une participation de 25 %.

Au début de 2010, deux autres projets en étaient à différents stades de développement. OPG est engagée dans ce qu'elle appelle les activités de la phase de définition du développement **Lower Mattagami**; ces activités comprennent la « mise au point des estimations de coûts, la négociation d'un contrat de conception-construction, l'obtention des approbations réglementaires et la négociation d'une entente appelée « Hydroelectric Energy Supply Agreement » avec l'Office de l'électricité de l'Ontario³⁹. » Le remplacement d'une centrale et l'ajout d'une nouvelle turbine dans chacune des trois autres centrales ajoutera environ 450 MW d'électricité au réseau.

Par ailleurs, un aménagement – de l'ordre de 70 à 80 MW, selon la description donnée par M. Mitchell – est prévu sur la rivière **Little Jackfish**, qui se jette dans le lac Nipigon à partir du réservoir Ogoki. M. Mitchell a dit au Comité que l'ajout de puissance de l'ordre de 500 à 550 MW des projets Lower Mattagami et Little Jackfish représente une estimation réaliste de la nouvelle capacité de production hydroélectrique au cours de la prochaine décennie.

³⁷ Compte rendu des audiences du Comité, *Journal des débats*, 9 septembre 2009, p. A-584.

³⁸ Ontario Power Generation, 2009 Mid-Year Performance Report, p. 8 (document pdf consulté le 2 mars 2010 à l'adresse <http://www.opg.com/pdf/Performance%20Reports/009%20Performance%20Report%20Mid-Year%202009.pdf>).

³⁹ OPG, « 2009 Third Quarter Financial Results », p. 4.

Le Comité a appris que deux facteurs sont essentiels à l'aménagement de nouvelles centrales hydroélectriques dans le Nord : un partenariat avec les Premières nations de l'Ontario (nous en discutons plus loin) et une capacité de transport suffisante pour acheminer l'électricité produite. La SEP a recommandé la conclusion d'une HESA (Hydroelectric Supply Agreement) standard avec OPG pour la construction de nouvelles centrales hydroélectriques.

Centrales au combustible fossile

Ontario Power Generation exploite cinq centrales alimentées au combustible fossile, soit Atikokan, Lambton, Lennox, Nanticoke et Thunder Bay; leur capacité de production combinée représente 8 177 MW. Quatre d'entre elles sont alimentées au charbon tandis que la centrale Lennox est alimentée au mazout et au gaz naturel.

Les centrales à combustible fossile d'OPG ont produit 9,5 TWh d'électricité en 2009, contre 23,2 TWh en 2008 et 29,0 TWh en 2007⁴⁰. Cette puissance correspond à 10,3 % de la production totale d'OPG en 2009, contre 21,5 % en 2008 et 27,6 % en 2007.

La production thermique au charbon est une composante majeure de l'ensemble des sources de production d'électricité de l'Ontario; elle fournit parfois près du cinquième de l'approvisionnement en électricité de la province. La production au charbon est par ailleurs une source importante de polluants atmosphériques qui ont de graves conséquences pour la santé des personnes qui habitent dans le « bassin atmosphérique » de ces centrales, ainsi que de gaz à effet de serre. Le Tableau 5 fournit de l'information sur les émissions de gaz à effet de serre des centrales d'OPG alimentées au combustible fossile pour l'année 2008.

⁴⁰ OPG n'inclut pas dans les résultats du secteur d'activité des centrales au combustible fossile la production des centrales au gaz naturel dont elle est copropriétaire (Brighton Beach et le Portlands Energy Centre).

TABEAU 5 : ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE D'OPG, 2008

Centrale	Production (GWh)*	Émissions de gaz à effet de serre (tonnes éq. CO ₂) ⁴¹			
		CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Total
Atikokan	313	412 389	102	1 147	413 638
Lambton	6 544	6 375 227	989	29 140	6 405 361
Lennox	278	287 278	84	930	288 674
Nanticoke	15 329	15 413 591	3 410	10 912	15 427 913
Thunder Bay	702	827 094	100	5 673	832 867
Total :	23 166	23 315 579	4 685	47 802	23 368 453

Source : Environnement Canada, « Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre du Canada. »

* Les données sur la production ont été fournies par OPG sur demande. (1 000 GWh = 1 TWh)

En 2008, dernière année pour laquelle on dispose de données, la centrale Nanticoke était la plus grande source d'émissions de gaz à effet de serre au pays tandis que la centrale Lambton se classait au septième rang dans la liste d'Environnement Canada⁴². La contribution des centrales au charbon d'OPG aux émissions de gaz à effet de serre totales de l'Ontario en 2008 était de 34,9 % (contre 37,7 % en 2007).⁴³

Les plans du gouvernement visant à éliminer la production au charbon de l'éventail des sources d'énergie de l'Ontario sont inspirés des préoccupations concernant ses répercussions à long terme sur la santé et sur l'environnement. Bien qu'une date de fermeture (2007) ait été initialement proposée, le gouvernement a par la suite approuvé la recommandation de la SIÈRE voulant qu'il reporte la date ciblée jusqu'à la mise en service d'une capacité de production de remplacement adéquate. L'engagement actuel, énoncé dans le Règlement 496/07 de l'Ontario (pris en vertu de la *Loi sur la protection de l'environnement*) consiste à éliminer d'ici le 31 décembre 2014 l'utilisation du charbon comme combustible pour la production d'électricité.

⁴¹ CO₂ correspond au dioxyde de carbone, CH₄ au méthane et N₂O à l'oxyde nitreux. Chaque gaz à effet de serre a un temps de résidence atmosphérique moyen qui lui est propre et au cours duquel il est un agent de « forçage climatique ». Le concept de Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) a été élaboré pour comparer le forçage climatique de différents gaz à effet de serre à celui du CO₂ (éq. CO₂).

⁴² Environnement Canada, Division des gaz à effet de serre, données sur les émissions de 2007, « Tableau 3 : Sommaire des émissions de GES par installation ». Page Web http://www.ec.gc.ca/pdb/ghg/onlinedata/results_ficfm?year=2008&gasorcas=gas&gas=all&cas=all&fac_name=&npri_id=&rep_comp=&location=province&prov=all&city=G10280&postal=&naics=all&submit=Submit consultée le 23 février 2010.

⁴³ Ces chiffres ont été calculés avec les données du Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre d'Environnement Canada – voir note précédente.

Dans le cadre de son témoignage devant le Comité en février 2007, OPG avait indiqué qu'elle avait installé des systèmes de réduction catalytique sélective sur deux des huit unités au charbon de la centrale Nanticoke et que deux des quatre unités alimentées au charbon de la centrale Lambton avaient été dotées d'épurateurs-laveurs en plus de systèmes de réduction catalytique sélective. Le chef de la direction d'OPG à l'époque, M. Jim Hankinson, avait laissé entendre qu'il serait insensé du point de vue commercial qu'OPG installe du matériel antipollution sur les autres unités. Elle le ferait si l'actionnaire lui en faisait la demande, mais elle s'attendrait alors d'obtenir une compensation :

Si on nous demandait d'installer davantage de matériel antipollution, je compterais que cette demande s'accompagne d'un moyen de paiement ou d'une source de revenus qui nous dédommagerait pour l'exécution de ce travail. Il y a donc ces deux conditions à remplir du point de vue d'OPG⁴⁴.

La directive du 15 mai 2008 de l'actionnaire exige qu'OPG limite ses émissions de CO₂ à 19,6 millions de tonnes métriques en 2009 et à 15,6 millions de tonnes métriques en 2010. Ces cibles étaient censées être atteintes par des réductions de la production au charbon, ce qui réduirait également les particules nocives (c.-à-d., les oxydes nitreux et le dioxyde de soufre) associées à la production d'électricité au charbon, mais à un degré moindre que ce que l'installation d'épurateurs-laveurs et de systèmes de réduction catalytique sélective supplémentaires pourrait permettre d'atteindre.

Le plafond de 19,6 millions de tonnes métriques de CO₂ correspondait à une production au combustible fossile estimative de 20 TWh; conformément à ce qui a été indiqué, la production réelle au combustible fossile n'atteignait que 9,5 TWh en 2009. Le Tableau 6 présente de l'information sur la production des centrales alimentées au combustible fossile.

⁴⁴ Compte rendu des audiences du Comité, *Journal des débats*, 26 février 2007, p. A-438.

TABLEAU 6 : PRODUCTION AU COMBUSTIBLE FOSSILE D'OPG, PAR CENTRALE, DE 2007 À 2009

Centrale	Production (GWh)*		
	2007	2008	2009
Atikokan	641	313	133
Lambton	8 856	6 544	3 596
Lennox	790	278	122
Nanticoke	18 083	15 329	5 563
Thunder Bay	590	702	123
Total :	28 960	23 166	9 538

*(1 000 GWh = 1 TWh)

Source : *Correspondance à l'intention du Comité, avril 2010*

Parallèlement à la directive donnée par l'actionnaire à OPG pour lui demander de limiter ses émissions de CO₂ à des niveaux cibles en 2009 et 2010, une directive a aussi été donnée à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIEO) pour lui demander de mettre en place une « entente de soutien d'urgence [...] pour assurer le maintien de la fiabilité et de la disponibilité des centrales Lambton et Nanticoke d'OPG⁴⁵ ». Selon OPG :

L'entente a été mise en place conformément à une résolution de l'actionnaire portant sur l'établissement d'un mécanisme de recouvrement qui permettrait à OPG de récupérer les coûts de ses centrales alimentées au charbon à la suite de la mise en œuvre de la stratégie de réduction de ses émissions de dioxyde de carbone (« CO₂ »)⁴⁶.

En 2009, le secteur de la production au combustible fossile a enregistré une perte de 99 millions de dollars, dont le calcul tient compte d'une somme de 412 millions de dollars reçue de la SFIEO en vertu du mode de recouvrement des coûts.

Bien que la récession économique et les mesures d'économie d'énergie aient réduit la demande d'électricité en Ontario, de nouvelles sources de production ont vu le jour et d'autres projets sont en cours d'aménagement. En février 2009, l'Ontario Clear Air Alliance a fait remarquer que, selon les propres calculs de la SIERE, la capacité de production installée de l'Ontario, compte non tenu des centrales au charbon, dépassait de 7 % la demande de pointe prévue pour l'été 2009; de plus, la SIERE avait prévu l'ajout d'une

⁴⁵ Ontario Power Generation, « 2009 Third Quarter Financial Results », p. 6.

⁴⁶ Ibid.

capacité de production sans charbon de 3 913 MW avant juin 2010. L'Ontario Clear Air Alliance a ainsi soutenu que la province pourrait éliminer complètement la production au charbon d'ici le 1^{er} janvier 2010.

Dans son document intitulé *Reliability Outlook*, la SIERE attire l'attention sur trois défis qu'il est essentiel de relever pour éliminer totalement la production au charbon.

1) Une gestion prudente des activités de transport

En plus de fournir de l'énergie aux consommateurs, les centrales jouent un rôle pour assurer la viabilité du réseau de transport. La SIERE a souligné que la centrale Nanticoke remplit une fonction cruciale en fournissant la tension nécessaire au système de transport de l'électricité. D'après la SIERE,

la perte de la production de la centrale Nanticoke conjuguée à l'augmentation de la production de la centrale Bruce A et à l'arrivée de nouvelles sources d'énergie renouvelable dans la région nécessitera l'installation de batteries de condensateurs shunt et un soutien de puissance réactive intermédiaire du site de la centrale Nanticoke⁴⁷.

2) Une infrastructure adéquate et sécuritaire pour l'approvisionnement en gaz naturel

Le secteur de l'électricité de l'Ontario dépend de plus en plus du gaz naturel comme combustible principal. La capacité de production au gaz de la province dépasse maintenant sa capacité de production au charbon et elle continue d'augmenter. Bien qu'il s'agisse d'un combustible plus propre que le charbon, le gaz naturel est tout de même un combustible fossile et il produit donc des émissions de gaz à effet de serre.

3) La remise en état et/ou le remplacement des unités nucléaires vieillissantes

La SIERE a souligné que la réalisation de l'objectif du gouvernement (énoncé dans sa directive à l'intention de l'Office de l'électricité de l'Ontario pour l'élaboration de son PREI – voir ci-dessus) qui vise à maintenir la capacité de production nucléaire de l'Ontario au niveau de 14 000 MW au cours des 20 prochaines années nécessitera de remettre en état la majorité des unités nucléaires et, fort probablement, des investissements dans des « projets de construction de nouvelles centrales ». (Se reporter à la discussion ci-dessus.)

⁴⁷ SIERE, *Ontario Reliability Outlook – December 2008*.

Biomasse (maximiser la valeur des actifs)

La question des coûts humains et sociaux de la fermeture des centrales alimentées au charbon est un enjeu qui ne relève pas du mandat de la SIÈRE. Par ailleurs, OPG a le mandat de maximiser la valeur de ses actifs pour le compte de son actionnaire. Elle effectue donc de la recherche sur l'utilisation de biomasse, comme les granules de bois, les céréales et d'autres cultures, comme source de combustible pour les centrales au charbon de l'Ontario. (La centrale Atikokan a été fermée entre le 1^{er} décembre 2008 et le 31 janvier 2009 à la suite d'une explosion reliée à l'utilisation de biocombustible⁴⁸.)

Le 20 janvier 2009, OPG a publié une demande de déclarations d'intérêt pour l'approvisionnement de biocombustible et des services de transport dans le cadre de son « programme de développement visant à déterminer la viabilité commerciale du remplacement du charbon par de la biomasse dans les centrales au charbon actuelles⁴⁹ ». Le communiqué indique que l'appel d'offres s'applique tant « aux produits qu'aux sous-produits forestiers durables et agricoles non alimentaires ».

Différentes sources ont été suggérées pour la biomasse, notamment des granules fabriqués avec des déchets de bois ou du panic érigé, de la biofibre (le bois inutilisé provenant de la cime et des branches), de la paille de blé et du peuplier. Il reste des points à résoudre, notamment la quantité de biomasse nécessaire pour rentabiliser la production. Un rapport laisse entendre que l'énergie produite à partir de biomasse ne représente que 10 % de celle obtenue avec le charbon⁵⁰. Selon une autre source, le panic érigé (qu'il est possible de cultiver sur des terres agricoles d'une importance marginale en temps normal) produit 95 % de l'énergie des granules de bois, soit un tiers de moins que le charbon⁵¹. D'après un dirigeant d'OPG, l'alimentation d'une seule unité à Nanticoke pendant un an nécessiterait 300 000 tonnes de granules⁵².

Selon le rapport d'OPG intitulé *2009 Third Quarter Financial Results*, les travaux techniques visant à convertir la centrale Atikokan à la biomasse sont en cours. Le rapport indique également que

⁴⁸ Bryan Meadows, « Generating station back in action », *Thunder Bay Chronicle*, 10 février 2009.

⁴⁹ OPG, « OPG calls for interest in supplying biomass fuel for coal-fired power stations », *Communiqué*, 20 janvier 2009, consulté le 2 mars 2010 à l'adresse http://www.opg.com/news/releases/NewsJan20_09.pdf.

⁵⁰ Peter Gorrie, « The good and so-so of Ontario's biomass plan », *Toronto Star*, 24 janvier 2009, p. ID06.

⁵¹ Paul Schliesmann, « Switching gears; biofuel », *Kingston Whig-Standard*, 11 avril 2009.

⁵² Ibid.

OPG discute avec le ministère de l'Énergie et de l'Infrastructure pour déterminer un mécanisme de recouvrement approprié des coûts associés à la production d'électricité à partir de biomasse. Il est nécessaire d'avoir un tel mécanisme avant qu'OPG publie une demande de propositions pour l'approvisionnement en combustible et qu'elle demande au conseil d'administration d'approuver la conversion des centrales.

M. Mitchell a dit au Comité qu'OPG a établi une cible ambitieuse, soit 2012, pour convertir la centrale Atikokan à la biomasse forestière et qu'elle étudie différentes options pour utiliser la biomasse dans d'autres centrales. Il a laissé entendre que les centrales au charbon d'OPG fournissent depuis toujours une source d'appoint rapide au système d'électricité, car contrairement aux centrales hydroélectriques, aux centrales nucléaires et aux centrales au gaz à cycle combiné,

nous pouvons exploiter ces centrales à des niveaux d'énergie extrêmement faibles et ajouter rapidement cette production à toute la gamme de puissance⁵³.

La détermination d'une solution de biocombustible fructueuse permettrait à OPG de continuer à offrir au marché cette production flexible.

M. Mitchell énonce trois questions auxquelles OPG doit répondre avant de pouvoir sérieusement songer à adopter la biomasse :

(1) Pouvons-nous le faire de façon sécuritaire? (2) Peut-on compter sur un approvisionnement de combustible suffisant? (3) Peut-on le faire de façon rentable⁵⁴?

À une question portant sur la capacité d'OPG d'utiliser des déchets de bois comme source de combustible dans le Nord, compte tenu du grand nombre de scieries inactives, M. Sheffield a laissé entendre que l'intérêt d'OPG à l'égard des déchets de bois pourrait augmenter la viabilité de certaines scieries en leur procurant une autre source de revenus.

Interrogé au sujet de la position d'OPG quant aux usines de pâte à papier qui désirent utiliser la biomasse pour leurs propres activités de production ou de cogénération, M. Sheffield a indiqué qu'OPG dit depuis toujours qu'elle ne fera pas concurrence à l'industrie forestière pour l'utilisation de la biomasse. À la question de savoir si OPG envisageait d'utiliser des grumes déchiquetées

⁵³ Journal des débats, p. A-575.

⁵⁴ Ibid., p. A-582.

comme biocombustible plutôt que des déchets de bois, M. Mitchell a répondu comme suit :

Nous ne sommes pas entrés dans le détail des méthodologies précises qui seraient utilisées pour produire le combustible. Nous nous sommes plutôt posé les questions suivantes : quel type de combustible est disponible, en quelle quantité et à quel prix⁵⁵?

Le maire d'Atikokan, Dennis Brown, affirmant qu'OPG était un exemple en matière d'engagement social remarquable, a témoigné devant le Comité pour exhorter le gouvernement et OPG à procéder à la conversion de la centrale Atikokan pour en faire le premier producteur d'électricité à base de biomasse en Ontario. En réponse à certaines questions, M. Brown a admis qu'il serait difficile dans le contexte actuel de compter sur les déchets de bois pour alimenter la centrale tout en indiquant par ailleurs que les consultations en cours sur l'utilisation du bois dans la province pourraient peut-être contribuer à résoudre ce problème.

Le 18 mars 2010, OPG a lancé une demande de prix indicatifs pour l'approvisionnement de biomasse à base de bois – soit 90 000 tonnes par année selon les estimations – pour alimenter la centrale Atikokan. Le Comité a demandé si le lancement de cette demande signifiait qu'OPG s'apprêtait à faire une analyse de rentabilisation sur l'utilisation de biocombustible dans ses centrales alimentées au combustible fossile et si des discussions avaient eu lieu avec le gouvernement au sujet d'une méthode de recouvrement des coûts pour la conversion de ces centrales à l'alimentation ou à la coalimentation au biocombustible. OPG a répondu par écrit :

Le lancement d'une demande de prix indicatifs par OPG le 18 mars pour l'approvisionnement en biocombustible de la centrale Atikokan représente une étape dans l'étude de la viabilité de l'utilisation de biocombustible dans les centrales thermiques.

Les résultats de l'appel d'offres, conjugués aux travaux de conception détaillés sur la conversion de la centrale Atikokan et à l'élaboration d'un plan technique conceptuel pour une possible conversion d'autres centrales alimentées au charbon, lesquels sont en cours, sont nécessaires pour qu'OPG puisse élaborer des estimations valables des coûts de production à partir de la biomasse. Nous prévoyons de terminer ces estimations vers la fin de 2010.

⁵⁵ Ibid., p. A-586.

Avant de demander au conseil d'administration d'approuver la conversion des unités, OPG doit conclure des ententes de recouvrement des coûts avec l'OEO pour la conversion des unités et pour l'électricité produite par la suite. OPG discute avec le ministère de l'Énergie et de l'Infrastructure de l'émission d'une directive à l'intention de l'OEO portant sur la négociation d'une entente de recouvrement des coûts avec OPG.

Correspondance à l'intention du Comité, avril 2010.

La SEP a recommandé que le gouvernement demande à OPG de poursuivre ses travaux relatifs à la biomasse.

OPG et les Premières nations de l'Ontario

Exception faite du nouveau tunnel de Niagara, les possibilités d'aménagements hydroélectriques importants se trouvent presque toutes dans le Nord de l'Ontario et, de manière générale, sur les terres habitées par les Premières nations de l'Ontario depuis l'époque où il n'y avait même pas d'électricité dans la province. Bien que l'hydroélectricité soit considérée en général comme une « énergie verte » parce que sa production n'entraîne pas d'émissions de gaz à effet de serre ou contaminants atmosphériques, elle n'est toutefois pas sans danger pour l'environnement. Les centrales hydroélectriques modifient le tracé et le débit des cours d'eau, inondent les terres en amont dans le cadre de la création de réservoirs ou de nouveaux lacs et modifient ainsi les habitats en amont et en aval de la faune et des gens dont le mode de vie traditionnel s'inscrit dans une gérance responsable des ressources naturelles.

En général, dans le passé, on ne consultait pas les Premières nations à propos des aménagements effectués sur les cours d'eau où elles chassaient, péchaient et trappaient et elles n'obtenaient pas une part des revenus tirés de ces projets de production d'électricité. Dans ses observations préliminaires à l'intention du Comité, le chef de la direction d'OPG, Tom Mitchell, a déclaré ce qui suit :

À l'appui de nos activités d'aménagement hydroélectrique, nous collaborons avec les Premières nations pour établir de bonnes relations fondées sur l'ouverture, le respect et l'intérêt commun⁵⁶.

Quand le Comité lui a demandé plus de détails sur la façon dont OPG fait évoluer sa relation avec les Premières nations de l'Ontario, le président du

⁵⁶ Ibid., p. A-571.

conseil d'administration, Jake Epp, a répondu que « nous avons formé des partenariats ». Il a également fait remarquer que

avant de pouvoir former un partenariat, il faut s'occuper du passé et, dans le cas où il existe des griefs, il faut les régler en toute franchise [...] Ainsi, dans plusieurs cas, nous avons réglé des différends. Je tiens à apporter cette précision minimale : il y a eu des contributions financières, mais je crois que la relation est plus importante que l'aspect financier⁵⁷.

Comme nous l'avons noté précédemment, la centrale du Lac Seul a été mise en service en février 2009 dans le cadre d'un partenariat conclu avec la Première nation du Lac Seul selon lequel elle détient une participation de 25 % dans la centrale.

Dans son rapport intitulé *2009 Second Quarter Financial Results* (publié le 14 août 2009), OPG fait le compte rendu suivant relativement au projet de Lower Mattagami :

un accord global a été négocié avec une Première nation locale en règlement de griefs attribués à la construction ainsi qu'à l'exploitation et à la maintenance subséquentes des installations d'OPG dans la région. Grâce à ce nouvel accord, la Première nation pourra acquérir une participation de 25 % dans le projet⁵⁸.

À une question portant sur la possibilité de conclure ultérieurement d'autres partenariats avec les Premières nations, M. Mitchell a fait référence au projet de Mattagami ainsi qu'à l'aménagement à Little Jackfish. Il a aussi fait remarquer que

nous serions certainement intéressés et sommes en fait intéressés à évaluer d'autres projets pour lesquels nous pourrions nous associer de nouveau aux Premières nations. Je crois que notre imagination et le nombre d'emplacements potentiels sont probablement les seules limites⁵⁹.

Le Comité a également entendu le témoignage de deux représentants de la Première nation du Lac Seul (PNLS) : le chef Clifford Bull et Chris Angeconeb, qui faisait partie de l'équipe de négociation de la PNLS.

⁵⁷ Ibid., p. A-574.

⁵⁸ OPG, « 2009 Second Quarter Financial results », *Communiqué*, 14 août 2009, p. 4.

⁵⁹ Compte rendu des audiences du Comité, *Journal des débats*, p. A-575.

Le chef Bull a parlé de la fierté éprouvée par la PNLs relativement à son association avec OPG dans la centrale du Lac Seul et de son enthousiasme devant la constatation que « la Première nation commençait enfin à profiter des avantages économiques du projet⁶⁰. » Il a également remercié le gouvernement d'avoir changé la relation négative qui existait auparavant entre la PNLs et OPG (et avant cela, avec Ontario Hydro). Il a indiqué que la PNLs est très désireuse de prendre part à l'aménagement d'autres sites avec OPG.

Par ailleurs, tant le chef Bull que M. Angeconeb ont fait remarquer qu'il avait fallu que la PNLs obtienne une injonction du tribunal pour amener OPG à négocier. Au départ, les négociations visaient à régler des griefs reliés à des aménagements antérieurs sur des sites situés sur les territoires de la PNLs. L'accord de règlement que les parties ont fini par conclure comprenait un fonds de bourses d'étude, la présentation d'excuses de la part d'OPG à la PNLs, la possibilité pour la PNLs d'acquérir une participation de 25 % dans la nouvelle centrale et un règlement financier de 11 millions de dollars (dont une partie a servi à l'acquisition de la participation de 25 % dans la centrale du Lac Seul – Obishikokaang Waasiganikewigamig)⁶¹.

Les deux représentants de la PNLs ont parlé du fait qu'OPG n'était disposée à céder qu'une participation de 25 % dans le projet alors qu'une participation à parts égales serait un « partenariat véritable ». D'ajouter le chef Bull :

OPG était peu disposée à envisager une structure de société en commandite, qui est une structure juridique courante et reconnue dans l'industrie. Elle privilégiait une structure basée sur des redevances⁶².

Il a en outre laissé entendre que l'accord s'accompagnait de restrictions, « compte tenu du désir de ne pas créer de précédent pour des négociations futures avec les Premières nations⁶³ ».

D'après M. Angeconeb, les négociations étaient censées durer de six à huit mois, mais il a fallu deux ans pour les mener à bien. Il a laissé entendre que les Premières nations, en général, n'ont pas l'expertise juridique et technique

⁶⁰ Ibid., p. A-608.

⁶¹ D'après l'information reçue d'OPG : « La valeur de l'actif de la centrale du Lac Seul se compose de diverses catégories d'actifs/composantes dont la durée de vie utile se situe entre 15 et 100 ans. La période d'amortissement moyenne pour la centrale du Lac Seul est de 50 ans. » (*Correspondance à l'intention du Comité, avril 2010*)

⁶² Ibid., p. A-607.

⁶³ Ibid.

interne nécessaire et que l'obtention de ce genre d'expertise nécessite l'engagement de frais considérables. Le chef Bull a dit au Comité que la « complexité globale de l'accord est assez stupéfiante »; l'accord comprend en effet une bonne dizaine d'ententes distinctes et de lettres connexes⁶⁴.

M. Angeconeb a recommandé que le gouvernement fournisse une aide à cet égard aux autres Premières nations susceptibles d'emboîter le pas à la PNL⁶⁵.

Le Comité a été informé que du financement est maintenant disponible dans le cadre du Programme de soutien au développement des compétences en consultation de base du Fonds pour les nouvelles relations mis en place par le ministère des Affaires autochtones. Le programme « vise à aider les collectivités des Premières nations et des Métis à acquérir des compétences fondamentales en matière de consultation et de participation afin de pouvoir mieux interagir avec les pouvoirs publics et le secteur privé sur les questions touchant les terres et les ressources »⁶⁶.

Orientations futures pour OPG

Trois intervenants qui ont témoigné devant le Comité ont parlé des orientations stratégiques qu'OPG pourrait prendre à moyen et à long terme. Ces orientations portaient en grande partie sur l'évolution de l'éventail de sources d'approvisionnement en Ontario et sur le fait de savoir en quoi cette évolution pourrait influencer les décisions que prendra OPG ou être influencée par celles-ci.

La Society of Energy Professionals, qui représente les professionnels du secteur de l'électricité, y compris toutes les sociétés qui ont succédé à Ontario Hydro et la Commission de l'électricité de l'Ontario, a soumis le plus grand nombre de recommandations, entre autres, celle de donner à OPG les moyens de relever ses défis sur le plan démographique et de mieux mobiliser ses employés. L'Association canadienne du gaz et l'Association des industries CANDU ont fait des présentations accompagnées de recommandations propres à leurs secteurs respectifs.

Gaz naturel

Le remplacement du charbon par le gaz naturel comme principale source de combustible fossile pour l'approvisionnement en électricité de l'Ontario a été souligné, de même que la copropriété par OPG des centrales au gaz Brighton

⁶⁴ Ibid.

⁶⁵ Ibid., p. A-609.

⁶⁶ Ministère des Affaires autochtones de l'Ontario, « Fonds pour les nouvelles relations », page Web <http://www.aboriginalaffairs.gov.on.ca/francais/policy/nrf/nrf.asp> consultée le 8 avril 2010.

Beach et Portlands Energy Centre. L'Association canadienne du gaz a témoigné devant le Comité pour soutenir que « le gaz naturel est un élément important et nécessaire qui permet à OPG de s'acquitter de son mandat », c'est-à-dire produire de l'électricité « sécuritaire, propre, durable et écologique », soit toutes des caractéristiques du gaz naturel⁶⁷.

En renseignant le Comité sur les investissements faits par les principales entreprises de distribution du gaz pour servir le secteur de la production d'énergie au gaz naturel et en décrivant les améliorations technologiques qui ont grandement augmenté les réserves estimatives de gaz naturel disponible pour la combustion, l'Association a conclu « qu'OPG devrait continuer d'élargir en toute confiance son parc de centrales alimentées au gaz »⁶⁸.

Quand le Comité a demandé à OPG de faire part de ses commentaires sur l'effet de la croissance de l'approvisionnement en gaz naturel, M. Epp a lancé une mise en garde en soulignant qu'une augmentation des réserves n'entraînait pas nécessairement une augmentation de leur développement (c.-à-d., l'approvisionnement), surtout si le prix du produit de base, comme ce fut le cas, est bas. M. Mitchell a laissé entendre que la coalimentation au gaz pourrait être un complément à la biomasse dans la réalimentation d'unités thermiques qui brûlaient auparavant du charbon⁶⁹.

En attirant l'attention sur le fait que le gaz naturel produit de la chaleur de façon beaucoup plus efficace que lorsqu'on le brûle pour produire de l'électricité, un autre intervenant (de l'Association des industries CANDU) a soutenu que l'utilisation du gaz naturel pour remplacer d'autres sources de combustible représenté une approche à très court terme pour gérer des questions d'approvisionnement à long terme⁷⁰.

La Society of Energy Professionals a aussi constaté ce qu'elle décrit comme « un engagement sans concession envers la production alimentée en gaz dans de nouvelles centrales ». En soulevant ce point dans le contexte de l'incertitude autour du projet de construction d'une nouvelle centrale nucléaire (c.-à-d., Darlington B) et de l'utilisation potentielle de biomasse dans les centrales au charbon d'OPG situées dans le sud de la province, la Society a posé les questions suivantes :

⁶⁷ Ibid., p. A-602.

⁶⁸ Ibid., p. A-605.

⁶⁹ Ibid., p. A-587.

⁷⁰ Ibid., p. A-597.

Sommes-nous acquis ou non à l'idée d'utiliser l'énergie nucléaire sans émissions pour fournir la majeure partie de notre énergie de base? Sommes-nous acquis ou non à l'idée d'un avenir sans production au combustible fossile? Quelle est la position d'OPG à cet égard?⁷¹

En réponse aux questions du Comité, les représentants de la Society ont ajouté que la production au gaz naturel « n'est pas une bonne source d'appoint pour la production de base » et a dit craindre que la production au gaz naturel fasse grimper les prix de ce combustible pour le chauffage des habitations⁷².

Nouvelles centrales nucléaires

La Society of Energy Professionals a dit au Comité qu'il est essentiel d'avoir un plan de gestion du nucléaire dans lequel OPG est le pivot

si nous nous préoccupons véritablement en Ontario de la question du changement climatique [...] si nous comptons un jour éliminer les émissions de carbone du transport routier au moyen du déploiement de véhicules hybrides électriques rechargeables [...] et si nous comptons un jour retrouver des usines de fabrication en Ontario⁷³.

Dans la même veine, l'Association des industries CANDU a rappelé au Comité l'importance de pouvoir compter sur une électricité fiable, abordable et relativement sans émissions produite par le parc de centrales nucléaires de l'Ontario. La stabilité de la production nucléaire permet également à « notre réseau d'accueillir des technologies populaires sur le plan écologique mais moins fiables [...] telles que les énergies éolienne et solaire ». L'Association a par ailleurs attiré l'attention sur le fait que les centrales nucléaires, du fait de leur conception, sont plus efficaces quand elles fonctionnent à plein régime et a lancé une mise en garde contre le fait de « manœuvrer [c.-à-d., diminuer la production des unités nucléaires ou les mettre à contribution ou hors contribution] le parc nucléaire principalement [...] pour manipuler les dimensions économiques des techniques de production d'électricité plus populaires sur le plan politique⁷⁴ ».

L'Association a aussi mis en relief l'avantage du fait que la production d'énergie nucléaire exige une forte main-d'œuvre : « des emplois sont effectivement créés dans la collectivité où se trouve la centrale nucléaire ». D'après l'Association,

⁷¹ Ibid., p. A-589.

⁷² Ibid., pp. A-592-93.

⁷³ Ibid., p. A-589.

⁷⁴ Ibid., p. A-597.

L'industrie nucléaire a besoin de quantités relativement faibles de composantes labélisées de grande et de très grande qualité [...] étant donné que l'Ontario compte de nombreux fabricants de composantes pour les centrales CANDU, OPG peut satisfaire sans problème la plupart de ses besoins et arrêts de maintenance auprès des fournisseurs actuels⁷⁵.

L'Association s'est fondée sur cette observation pour soutenir que la technologie nucléaire crée une capacité locale en matière de capital intellectuel et de fabrication technique et pour mettre en lumière la perte qu'entraînerait, selon elle, l'importation « d'une technologie étrangère dans l'éventail des sources d'approvisionnement »⁷⁶.

L'Association a résumé comme suit sa position sur OPG :

Le message principal que nous tenons à transmettre est que [...] les centrales nucléaires d'OPG apportent une contribution précieuse et durable à la santé de l'économie de l'Ontario [...] qu'OPG gère ses centrales de façon efficace [...] et qu'OPG apporte une contribution précieuse à la santé des industries nucléaires de l'Ontario et que sa contribution pourrait être encore renforcée par la construction d'une centrale canadienne à Darlington⁷⁷.

L'Association est d'avis (et en réponse à certaines questions du Comité, a réaffirmé) que le report de la construction d'une nouvelle centrale nucléaire à Darlington exige que le gouvernement provincial et le gouvernement fédéral reconnaissent l'importance de ce projet pour les fabricants de l'Ontario et collaborent pour trouver une solution.

Énergies renouvelables

La Society of Energy Professionals a recommandé de lever la restriction qui empêche OPG de se livrer au développement de la production d'énergies renouvelables autres que l'hydroélectricité (restriction que l'on trouve dans le protocole d'entente actuel entre OPG et le ministère). Plus particulièrement, la Society a recommandé d'utiliser OPG comme instrument pour développer une industrie éolienne importante qui travaillerait de concert avec ses centrales hydroélectriques de deux façons : (1) en utilisant l'énergie éolienne pour alimenter les réserves pompées durant la nuit et (2) en réduisant la production d'énergie éolienne en périodes de production excédentaire pour diminuer les

⁷⁵ Ibid., p. A-598.

⁷⁶ Ibid.

⁷⁷ Ibid. p. A-599.

déversements d'eau⁷⁸. Les réserves pompées augmenteraient la capacité de production hydroélectrique durant la journée aux heures de pointe.

⁷⁸ Ibid., p. A-589.

ANNEXE A

OPINION DISSIDENTE

DES

DEPUTÉS PROGRESSISTES-CONSERVATEURS, MEMBRES DU COMITÉ

Comité permanent des organismes gouvernementaux

Opinion dissidente

Le gouvernement libéral de McGuinty n'a pas de plan énergétique à long terme pour assurer aux familles et aux entreprises de l'Ontario une électricité fiable, abordable et durable.

Les libéraux n'ont pas respecté leur engagement de réduire la dépendance de l'Ontario à l'égard des combustibles fossiles, d'investir dans l'avenir de notre secteur nucléaire, de développer un réseau intelligent, de poursuivre la recherche de sources d'énergie renouvelable et de publier le Plan du réseau d'électricité intégré dans le cadre d'un processus transparent et équitable.

Ils ont promis de « sortir la politique de l'énergie », mais ont ensuite créé l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) qui sert uniquement à ancrer la politique dans le secteur comme nous avons pu le constater à la suite des nominations politiques récentes de partisans libéraux à ces organismes, offices et commissions. Le gouvernement libéral de McGuinty a fait la démonstration que les directives ministérielles et les décisions ad hoc constituent la norme.

À cause de la mauvaise gestion des libéraux de McGuinty, les sociétés d'État comme Ontario Power Generation (OPG) ne savent pas où et quand seront affectés les efforts et les rares ressources.

Ontario Power Generation (OPG) a été créée en avril 1999 sous le gouvernement progressiste-conservateur ontarien dirigé par le premier ministre Mike Harris. Quand les libéraux de McGuinty ont assumé la gouvernance d'OPG en mars 2003, la dette de l'entreprise s'élevait à 53 millions de dollars. Depuis, la dette d'OPG a explosé et atteignait la somme astronomique de 4,1 milliards de dollars le 31 décembre 2009.

La seule constance dont a fait preuve le gouvernement McGuinty est le non-respect constant des promesses et des objectifs clés dans le domaine de la politique énergétique; de plus, il n'a ni vision ni plan à long terme véritable pour le secteur énergétique de l'Ontario.

En fait, la seule fermeture d'une centrale au charbon qui se soit produite au cours de la dernière décennie s'est faite sous le mandat d'un gouvernement progressiste-conservateur. Le 26 mars 2001, le gouvernement progressiste-conservateur de l'Ontario a annoncé une stratégie complète pour améliorer la qualité de l'air dans la province. Ce plan qui privilégiait des collectivités plus saines et un air plus sain avait été annoncé à la suite d'un examen

minutieux des centrales alimentées au charbon. Le plan imposait des plafonds d'émission stricts et exigeait que la centrale de Lakeview cesse de brûler du charbon en avril 2005.

Dans le cadre de leurs campagnes électorales de 2003 et de 2007, les libéraux de McGuinty ont promis de fermer toutes les centrales au charbon. Or, jusqu'à maintenant, les politiques de ce gouvernement n'ont entraîné aucune fermeture de ces centrales. Au cours des sept dernières années, le gouvernement libéral a reporté les échéances qu'il avait lui-même proposées pour la fermeture des usines au charbon, soit de 2007 à 2009 et maintenant à 2014.

L'une des principales recommandations énoncées par le Commissaire à l'environnement de l'Ontario (CEO) dans son rapport intitulé *Repenser l'économie d'énergie en Ontario – Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie – 2009* portait sur l'élaboration d'une stratégie complète pour favoriser l'économie d'énergie. Comme l'a affirmé le commissaire Gord Miller : « L'approche du gouvernement en matière d'économie d'énergie semble ne pas être coordonnée, elle paraît improvisée et dépourvue d'un plan clair. » Le CEO a recommandé que le ministère de l'Énergie et de l'Infrastructure agisse rapidement pour clarifier le rôle du Plan pour le réseau d'électricité intégré.

Ces exemples démontrent l'absence d'orientations de ce gouvernement pour l'avenir énergétique de l'Ontario.

Les tarifs faramineux de l'énergie et l'absence de planification à long terme depuis sept ans imposent un lourd fardeau aux familles ontariennes. À la suite de l'implantation des compteurs intelligents, de la mise en œuvre de la *Loi sur l'énergie verte* et, maintenant, de l'adoption de la taxe de vente harmonisée (TVH), le coût de la vie dans l'Ontario de Dalton McGuinty est de plus en plus élevé. La TVH va faire grimper les tarifs de 8 % tandis que la tarification horaire, qui fait en sorte que les usagers paient des prix plus élevés durant les périodes de pointe, signifiera également des factures d'électricité plus élevées pour les consommateurs.

Le caucus du Parti progressiste-conservateur de l'Ontario estime qu'il est d'une importance cruciale d'avoir un plan à long terme clair et détaillé pour garantir un secteur énergétique suffisant et durable en Ontario. Or, un tel plan n'existe pas sous le gouvernement actuel. OPG est devenue, contre son gré, la parfaite illustration du contrôle politique d'une société d'État qui a la responsabilité de fournir un service essentiel aux résidents de l'Ontario.