



# RAPPORT ANNUEL 2006

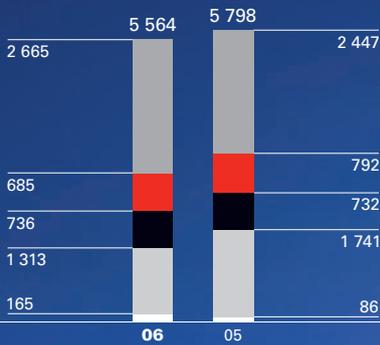
**C'est une question de performance**



**ONTARIOPOWER**  
GENERATION

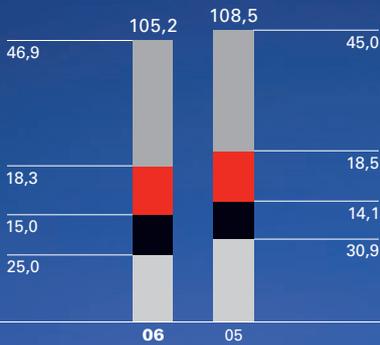
**Produits, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus et du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché** (en millions de dollars)

- Production nucléaire réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Production hydroélectrique non réglementée
- Production d'origine fossile non réglementée
- Divers



**Production d'électricité** (TWh)

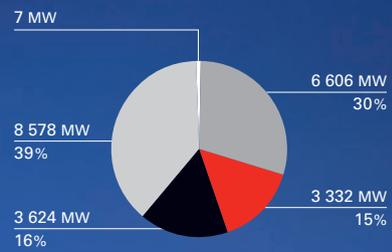
- Production nucléaire réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Production hydroélectrique non réglementée
- Production d'origine fossile non réglementée



**Capacité de production en service par secteur**

31 décembre 2006  
22 147 MW

- Production nucléaire réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Production hydroélectrique non réglementée
- Production d'origine fossile non réglementée
- Divers



## Points saillants financiers

**Exercices terminés les 31 décembre**

(en millions de dollars)

**Produits**

Produits après le rabais associé à la limite de revenus et le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché  
Combustible

Marge brute

Exploitation, maintenance et administration

Autres charges

Dépréciation des actifs à long terme

Charge d'impôts

Élément extraordinaire

Bénéfice net

**Flux de trésorerie**

Flux de trésorerie d'exploitation

2006

2005

5 564

5 798

1 098

1 297

4 466

4 501

2 777

2 516

1 091

1 162

22

265

86

118

–

74

490

366

397

1 201





## Profil de l'entreprise

### Liste des principales réalisations

Les centrales Darlington et Nanticoke sont les plus grands producteurs d'électricité en Ontario durant la canicule du milieu de l'été.

OPG lance une évaluation environnementale fédérale sur la remise en état possible de la centrale nucléaire Pickering B.

Les travaux d'excavation du tunnel de Niagara commencent.

Les centrales à combustible fossile d'OPG enregistrent les émissions de gaz acides et les taux d'émissions les plus bas de l'histoire d'OPG.

OPG dépose une demande de permis de préparation de site pour de nouvelles unités nucléaires à ses installations nucléaires Darlington.

Les travaux de construction commencent au Portlands Energy Centre de 550 MW au centre-ville de Toronto.

**Ontario Power Generation est une entreprise établie en Ontario, dont les principales activités sont la production et la vente d'électricité en Ontario. Nous mettons l'accent sur la production et la vente efficaces d'électricité provenant de nos actifs de production, et menons nos activités de manière sécuritaire, transparente et respectueuse de l'environnement.**

En 2006, OPG a produit 105,2 térawattheures (TWh) d'électricité.

Au 31 décembre 2006, le portefeuille de production d'électricité d'OPG représentait une capacité totale en service de 22 147 mégawatts (MW), répartis de la façon suivante :

- ▶ trois centrales nucléaires d'une capacité de 6 606 MW
- ▶ cinq centrales à combustible fossile d'une capacité de 8 578 MW;
- ▶ 64 centrales hydroélectriques d'une capacité de 6 956 MW;
- ▶ trois centrales éoliennes (comprenant une participation de 50 % dans la coentreprise Huron Wind) d'une capacité de 7 MW.

En outre, OPG, ATCO Power Canada Ltd. et ATCO Resources Ltd. détiennent en copropriété la centrale alimentée au gaz de Brighton Beach. OPG détient également deux autres centrales nucléaires, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P.

### Définitions

Un mégawatt (MW) correspond à un million de watts. Les mégawatts servent à mesurer la capacité d'approvisionnement en électricité à un moment précis.

Un kilowatt (kW) équivaut à 1 000 watts, un gigawatt (GW), à un milliard de watts, et un térawatt (TW), à un billion de watts.

Un kilowattheure (kWh) sert à mesurer la demande d'électricité par heure des clients. Un kilowattheure représente l'énergie électrique consommée par dix ampoules de 100 watts durant une heure.

En Ontario, un ménage moyen consomme environ 1 000 kWh par mois.

Un mégawattheure (MWh) équivaut à 1 000 kWh, un gigawattheure (GWh), à un million de kWh, et un térawattheure (TWh), à un milliard de kWh.

### Table des matières

Message du président du conseil	2
Message du président et chef de la direction	3
Rapport sur les activités	5
Rapport de gestion	18

États financiers consolidés	74
Notes afférentes aux états financiers consolidés	78
Conseil d'administration	113
Membres de la haute direction	114
Installations d'Ontario Power Generation	115



«Tout au long de 2006, OPG a continué de faire valoir auprès de notre actionnaire notre capacité d'améliorer notre rendement et de respecter nos engagements.»

**JAKE EPP**  
Président du conseil

## Message du président du conseil

**En 2006, le conseil d'administration d'OPG a continué d'apporter conseils et soutien à la direction afin de s'assurer qu'elle s'acquitte de ses responsabilités et veille à la bonne marche des activités de la Société. Le conseil a également continué d'améliorer les politiques et procédures de gestion d'OPG dans le but d'offrir une plus grande valeur pour l'actionnaire et d'assurer la viabilité financière de l'entreprise.**

Tout au long de 2006, OPG a continué de faire valoir auprès de notre actionnaire notre capacité d'améliorer notre rendement et de respecter nos engagements. Cela s'est traduit par une confiance accrue dans la Société et dans ses activités.

Les politiques approuvées par le conseil d'administration à l'appui de ces objectifs comprenaient :

- ▶ une politique environnementale remaniée visant à remplacer la politique de développement durable de la Société;
- ▶ une nouvelle politique de communication de l'information afin de s'assurer que toute l'information publique de la Société est communiquée conformément aux prescriptions juridiques et réglementaires, le cas échéant; et
- ▶ un code de conduite refondu réaffirmant les valeurs d'intégrité, d'excellence et d'engagement social d'OPG.

Le conseil d'administration a également revu et approuvé les révisions à la politique relative à la sécurité des barrages d'OPG et a revu la politique relative à la santé et à la sécurité d'OPG.

En outre, le conseil a reçu trois directives en 2006 de l'actionnaire d'OPG, le gouvernement de l'Ontario, ordonnant à OPG de prendre certaines mesures relativement à notre entreprise. Ces mesures comprenaient une directive demandant à OPG de procéder à la phase de définition en vue de remplacer et d'agrandir ses quatre centrales hydroélectriques dans le réseau du bassin inférieur de la rivière Mattagami; une directive visant à annuler la conversion au gaz de la centrale au charbon d'OPG à Thunder Bay; et une directive ordonnant à OPG d'entreprendre des études de faisabilité sur la remise à neuf de ses unités nucléaires existantes et d'entamer un processus d'approbations fédérales, y compris une évaluation environnementale, en vue de la construction de nouvelles unités nucléaires à un site existant. Cette dernière directive élargit effectivement le mandat d'OPG d'inclure l'exploration d'options pour la construction de nouvelles installations nucléaires. En conséquence, le conseil d'administration a créé un nouveau comité qui sera chargé de surveiller et de guider la direction dans la mise en œuvre de cette directive. Dans le respect de l'engagement d'OPG de faire preuve d'ouverture et d'un grand sens des responsabilités, le conseil d'administration affiche ces directives sur le site Web de la Société à l'adresse [www.opg.com](http://www.opg.com).

Au nom du conseil d'administration, je tiens à remercier la direction et les employés d'OPG de leurs efforts et de leurs réalisations en 2006. Nous anticipons le même scénario de réussites en 2007.

Le président du conseil,

Jake Epp

«La performance d'OPG s'est améliorée dans de nombreux secteurs au cours des dernières années, et nous sommes résolus à poursuivre sur cette lancée.»

**JIM HANKINSON**

Président et chef de la direction



## Message du président

**Au cours de l'exercice 2006, OPG a continué d'évoluer en tant qu'entreprise axée sur la performance et de poursuivre ses objectifs stratégiques clés conformément à notre mandat : production fiable et efficiente; amélioration des actifs; expansion de la capacité; durabilité financière; et gouvernance d'entreprise responsable, gestion environnementale et engagement social.**

Ce fut un exercice où notre production nucléaire a atteint son plus haut niveau en cinq ans; où la fiabilité de nos centrales à combustible fossile a atteint son meilleur niveau en six ans; où les émissions de gaz acide et les taux d'émission ont été à leur niveau le plus bas; et où le taux de disponibilité de nos centrales hydroélectriques a atteint 93 % – trois pour cent de plus que la moyenne de l'industrie sur cinq ans.

Ce fut aussi un exercice au cours duquel OPG a continué de bâtir sa crédibilité auprès de notre actionnaire et du public, comme en fait foi le nombre de projets de production que le gouvernement de l'Ontario nous a demandé d'évaluer ou d'entreprendre.

Nous avons également continué d'améliorer la qualité et l'efficacité de nos actifs par des investissements prudents dans les mises à niveau, du nouvel équipement et de nouveaux processus. Des améliorations importantes ont été apportées dans toutes les catégories d'actifs.

De plus, nous avons reçu de notre actionnaire le mandat d'entreprendre une étude de faisabilité sur l'éventuelle remise à neuf de la centrale nucléaire Pickering B. Bien qu'aucune décision finale relativement à ce projet ne sera rendue avant 2008, des travaux préliminaires essentiels – dont le démarrage d'une évaluation environnementale – ont commencé. D'autres travaux, y compris la préparation d'une analyse de rentabilité, se poursuivront tout au long de 2007. Cette analyse doit donner lieu à un solide dossier justifiant les travaux de remise à neuf.

Nous avons également reçu de notre actionnaire la directive de nous lancer dans le processus d'approbations fédérales relativement à de nouvelles unités nucléaires à un site existant. Nous avons entamé ce processus en septembre en déposant une demande de permis de préparation de site auprès de l'organisme de réglementation en vue de la construction de nouvelles unités à notre centrale nucléaire de Darlington. La directive que nous avons reçue du gouvernement d'explorer différentes options de remise à neuf de centrales nucléaires existantes et de construction de

nouvelles unités démontre bien la confiance du gouvernement dans notre capacité de gérer et de mener à bien des projets d'une telle envergure.

Cette confiance s'est également fait sentir dans plusieurs autres nouveaux projets et études portant sur la production, dont le tunnel de Niagara, le projet hydroélectrique de Lac Seul dans le nord-ouest de l'Ontario et le Portlands Energy Centre au centre-ville de Toronto. Ces initiatives s'inscrivent dans la portée de notre mandat qui est de stimuler la croissance de l'approvisionnement afin de pouvoir satisfaire les besoins énergétiques de l'Ontario. Nous explorons également le potentiel de développement de divers sites hydroélectriques dans le nord de l'Ontario et bâtissons des partenariats commerciaux avec les Premières nations.

Au niveau de la direction, OPG a renforcé sa structure de gestion avec la nomination de Pierre Charlebois, ancien chef du nucléaire d'OPG, au poste de chef de l'exploitation. La nomination de Pierre démontre la grande importance que nous accordons à l'exploitation et notre détermination à répondre aux nombreuses attentes de notre actionnaire.

Notre performance financière s'est également améliorée. Le bénéfice net pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 s'est établi à 490 millions de dollars comparativement à 366 millions de dollars en 2005, une augmentation de 124 millions de dollars. En outre, une importante agence de notation a haussé la notation de crédit à court terme d'OPG.

Bien que le bénéfice net en 2006 ait été plus élevé qu'en 2005, il importe de souligner que le bénéfice net en 2005 a subi l'incidence défavorable d'une radiation de 265 millions de dollars associée à notre centrale Lennox et aux unités 2 et 3 de la centrale Pickering A. Les résultats financiers de 2006 d'OPG traduisent une production nucléaire et hydroélectrique accrue et une meilleure fiabilité de nos centrales à combustible fossile. En 2006, le bénéfice net a également été touché de manière favorable par une baisse de la dotation aux amortissements attribuable à la prolongation de la durée de vie à des fins comptables de nos centrales alimentées au charbon et de nos centrales nucléaires Pickering A et B. Parmi les facteurs qui ont eu une incidence défavorable sur notre bénéfice net, citons une baisse des produits découlant d'une diminution de la production totale causée par un repli de la demande d'électricité en Ontario et une baisse des prix de vente moyens par rapport à 2005. Nos résultats financiers ont également subi l'incidence défavorable d'un accroissement des charges de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi, en raison surtout de changements dans les hypothèses économiques utilisées pour mesurer les coûts.

Membres de l'équipe de maintenance ponctuelle à la centrale nucléaire Pickering A : la rigueur dont l'équipe a fait preuve dans l'exécution des travaux de maintenance et le respect de ses engagements a eu une incidence positive sur la performance de la centrale en 2006. Les autres employés d'OPG manifestent eux aussi cette volonté de bien faire les choses.



---

## Je suis reconnaissant envers les employés pour leur apport constructif à notre entreprise.

---

OPG a continué d'être un participant actif et engagé dans les régions et les localités où nous menons nos activités. De manière plus générale, nous avons pris des mesures pour communiquer de manière ouverte et transparente avec les résidents de l'Ontario concernant nos activités. Voici un aperçu de ces mesures : publication d'un rapport de performance semestriel; refonte de notre site Web afin de faciliter l'utilisation et l'accès à l'information nous concernant; et utilisation des médias électroniques et imprimés.

Vers la fin de 2006, des accusations portées contre OPG ont été rejetées concernant la noyade accidentelle, en juin 2002, d'une jeune mère et de son fils, qui ont été emportés par la crue des eaux causée par l'ouverture des vannes du barrage des chutes Barrett. Deux employés d'OPG ont également été acquittés des accusations qui pesaient contre eux relativement à cet incident. Ces décès tragiques ont semé la consternation au sein d'OPG, qui s'est dit fermement résolue à faire l'impossible pour prévenir de tels incidents dans l'avenir. Nous avons depuis mis en œuvre un grand nombre de nouvelles mesures de sécurité d'importance à nos installations hydroélectriques. L'adoption de telles mesures ne pourra réparer la tragédie survenue il y a quatre ans, mais OPG continuera de les améliorer dans le cadre de notre ferme engagement à l'égard de la sécurité publique.

OPG a également lancé et accéléré des projets visant à améliorer le rendement en matière de sécurité au travail pour l'exercice, à renforcer l'engagement des employés, et à attirer et à embaucher de nouveaux employés compte tenu que notre effectif vieillit et que bon nombre d'employés approchent de la retraite.

Des efforts visant à renforcer la sécurité au travail seront une priorité particulièrement importante pour OPG en 2007. Bien que de nombreux sites d'OPG se soient distingués en matière de sécurité au travail, notre rendement global à ce chapitre s'est détérioré en 2006 par rapport à 2005. OPG est résolue à améliorer notre rendement dans ce secteur critique et compte sur le maintien de relations constructives entre la haute direction et les syndicats, ainsi que sur tous les employés.

Nous nous concentrerons également sur l'exécution en temps opportun d'arrêts planifiés à nos centrales nucléaires. OPG a effectué six arrêts planifiés des unités nucléaires en 2006, au cours desquelles notre personnel a fait du bon travail pour améliorer la performance. Toutefois, quelques-uns de ces

arrêts ont été plus longs que prévu, réduisant ainsi la durée d'exploitation, la production et la capacité unitaire.

Grâce à l'augmentation de la production nucléaire et hydroélectrique à coûts moindres, OPG a pu continuer à avoir un effet modérateur sur les prix de l'électricité en 2006. Le prix obtenu par OPG pour l'électricité provenant de ses centrales nucléaires et de ses grandes centrales hydroélectriques est gelé par la réglementation depuis avril 2005. OPG a obtenu un prix moyen de 4,6 ¢ le kWh pour l'électricité produite à ses centrales, comparativement au prix de vente moyen sur le marché au comptant en Ontario, qui est de 4,9 ¢ le kWh. Le prix au comptant de 2006 a subi l'incidence d'une baisse de la demande et était beaucoup plus bas que le prix moyen de 2005, qui s'établissait à 7,2 ¢ le kWh.

Les produits et la performance financière d'OPG ont été limités pendant 2,5 ans en raison de la réglementation des prix touchant une grande partie de notre production. OPG prévoit que les bas prix de l'électricité se maintiendront et que la demande d'électricité continuera à croître lentement en Ontario. De plus, la demande accrue de mise en chantier de nouveaux projets exercera une pression additionnelle sur la trésorerie. Ces forces pourraient avoir un effet contraignant sur notre performance financière future.

Afin de relever ces défis, nous continuerons d'exploiter nos actifs de manière rentable et responsable sur le plan commercial. Nous nous attacherons également à optimiser les fonds provenant de l'exploitation pour le financement de projets de production en cours et nouveaux. Si nous avons besoin de fonds supplémentaires, nous continuerons d'explorer des occasions de diversifier nos sources de financement au-delà des lignes de crédit bancaires et du financement obtenu auprès de la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario.

Je suis fier des succès d'OPG en 2006 et je suis reconnaissant envers les employés pour leur apport constructif à notre entreprise. La performance d'OPG s'est améliorée dans de nombreux secteurs clés au cours des dernières années. Nous avons respecté nos engagements. Nous avons rempli notre mandat. Nous avons gagné la confiance et le respect de notre actionnaire. Nous avons amélioré notre crédibilité en tant qu'organisation responsable auprès de nombreux actionnaires. Et nous sommes résolu à poursuivre sur cette lancée.

Le président et chef de la direction,

Jim Hankinson

# RÉALISER NOS OBJECTIFS

Rapport d'activités 2006



**Le tunnelier d'excavation du tunnel de Niagara entreprend son périple de 10,4 kilomètres sous la ville de Niagara Falls. La machine, d'une longueur de 130 mètres, excave un imposant tunnel de déviation de cours d'eau qui permettra aux centrales hydroélectriques Beck d'OPG de produire plus d'énergie hydroélectrique renouvelable.**

# PERFORMANCE DES ACTIFS



**Avec une capacité unitaire de 99,4 %, l'unité 2 de la centrale Darlington est le réacteur CANDU ayant affiché la quatrième meilleure performance au monde en 2006.**

**Production nucléaire**  
(TWh)

46,9

La production nucléaire a affiché une croissance de 4 % en 2006 et augmente chaque année depuis 2003.

**Disponibilité hydroélectrique**  
(%)

93%

Le taux de disponibilité des centrales hydroélectriques d'OPG s'est amélioré en 2006 par rapport aux niveaux de 2005, et a dépassé de trois points de pourcentage la moyenne de l'industrie sur cinq ans.

**Taux d'indisponibilité fortuite des centrales à combustible fossile**  
(%)

14,1%

Mesurée par le taux d'indisponibilité fortuite, la fiabilité des centrales à combustible fossile d'OPG en 2006 a été la meilleure depuis 2000.



La centrale Kakabeka Falls dans le nord-ouest de l'Ontario, le troisième plus ancien parc nucléaire d'OPG, a célébré en 2006 son 100<sup>e</sup> anniversaire de production d'électricité. En exploitation continue depuis 1906, la centrale de 25 MW a produit, selon les estimations, 14,7 milliards de kWh d'électricité, soit suffisamment pour répondre aux besoins d'environ 1,5 million de personnes pendant un an. Afin de célébrer l'événement, la centrale a organisé, en août, une journée portes ouvertes qui a attiré plus de 1 000 visiteurs.

**L'objectif d'OPG est de produire de l'électricité de façon rentable au moyen de ses actifs de production diversifiés. Ces actifs ont affiché une bonne performance en 2006, produisant 105,2 TWh, soit environ 70 % de l'électricité consommée en Ontario.**

#### Production nucléaire

Les centrales nucléaires Pickering et Darlington d'OPG ont produit 46,9 TWh, une augmentation de 4 % par rapport à la production de 2005. Cette amélioration résulte dans une large mesure de l'électricité produite par le réacteur de l'unité 1 de la centrale Pickering A d'OPG, qui a été remis en service en novembre 2005. Bien que la capacité unitaire globale des centrales nucléaires ait subi une légère baisse par rapport à 2005, trois des dix unités nucléaires d'OPG ont atteint des facteurs de capacité de plus de 90 %. Deux de ces unités se sont classées parmi les dix réacteurs CANDU les plus performants à l'échelle mondiale. Le facteur de capacité unitaire global de la centrale Pickering A a également grimpé. Représentant environ 30 % de la capacité de production d'OPG, nos centrales nucléaires ont produit 45 % de la production énergétique de la Société en 2006.

#### Production hydroélectrique

Les 64 centrales hydroélectriques d'OPG ont également produit plus d'électricité qu'en 2005. La production hydroélectrique totale de 2006 s'est élevée à 33,3 TWh comparativement à 32,6 TWh en 2005. La solide fiabilité des actifs hydroélectriques d'OPG est attribuable au fait qu'en 2006, les centrales hydroélectriques d'OPG ont été disponibles pour la production d'électricité 93 % du temps. OPG compare la performance de ses centrales

hydroélectriques à celle de nombreuses centrales parmi les plus performantes en Amérique du Nord et fait très bonne figure pour certains aspects clés de la performance comme la disponibilité et la fiabilité. La performance en matière de sécurité au cours de l'exercice a été excellente. En 2006, les employés de nos centrales hydroélectriques ont travaillé plus de 2 millions d'heures, soit plus d'une année complète, sans accident entraînant des pertes de temps – la première unité économique d'OPG à avoir atteint cet objectif.

#### Production d'origine fossile

En 2006, les centrales à combustible fossile d'OPG ont produit 25,0 TWh en regard de 30,9 TWh en 2005. Cette baisse découle surtout d'une diminution de la demande d'électricité en Ontario et d'une hausse de la production dans les centrales nucléaires d'OPG. En dépit d'une baisse de la production, la fiabilité des centrales à combustible fossile était forte comme en font foi les taux d'indisponibilité fortuite qui se sont considérablement améliorés par rapport à 2005 et à 2004. Leur performance en matière d'environnement a également été excellente. Les émissions de gaz acides et les taux d'émission ont été les plus bas enregistrés et les niveaux de dioxyde de carbone ont été inférieurs aux niveaux de 1990, année de référence du protocole de Kyoto – une chute de plus de 35 % depuis 2000.

Les centrales à combustible fossile d'OPG fournissent aussi la capacité de production et la souplesse voulues pour répondre aux variations de la demande d'électricité, épargnant ainsi à l'Ontario les flambées de prix et les importations coûteuses. De plus, une grande partie de la production d'origine fossile d'OPG est soumise à des restrictions de prix, autre facteur qui contribue à modérer les prix de l'électricité en Ontario.

La centrale à combustible fossile Nanticoke d'OPG a été le deuxième plus important producteur d'électricité de l'Ontario après la centrale nucléaire de Darlington d'OPG le 1<sup>er</sup> août 2006, lorsque la demande provinciale a atteint un niveau record de 27 005 MW. Nanticoke a réduit son incidence sur l'environnement en utilisant des brûleurs à faibles émissions d'oxydes d'azote; du matériel de réduction catalytique sélective dans deux de ses unités; des contrôles opérationnels afin de maintenir les émissions d'oxydes d'azote à un faible niveau; des améliorations de la collecte de particules; et installation de nouvelles turbines visant à améliorer l'efficacité énergétique.



# AMÉLIORATION DES ACTIFS



**Employés d'OPG affairés à installer une nouvelle pompe d'alimentation à la centrale à combustible fossile de Lambton**

**Production nucléaire**  
(canaux de combustible inspectés)

# 1 554

Les travaux d'inspection et de maintenance de 1 554 canaux de combustible ont été achevés à la centrale Pickering B – une étape clé vers l'amélioration de la fiabilité.

**Production hydroélectrique**  
(MW)

# +25

Des améliorations apportées à l'équipement aux centrales hydroélectriques d'OPG ont permis d'ajouter 25 MW de capacité hydroélectrique renouvelable à l'offre d'électricité en Ontario en 2006.

**Production d'origine fossile**  
(dollars)

# 117 millions \$

OPG a investi environ 117 millions de dollars dans des travaux d'amélioration de ses centrales à combustible fossile en 2006.



L'interruption de l'unité 1 de la centrale Darlington, achevée le 14 décembre dans le respect des délais et du budget, a été la meilleure interruption planifiée du parc nucléaire d'OPG à avoir été réalisée ces dernières années. La direction et les employés ont travaillé en collaboration afin d'assurer la réussite de cette interruption. Parmi leurs réalisations citons : 11 000 travaux individuels achevés; 8 000 tubes de chaudière inspectés; 11 km de nouveaux câbles installés; trois aubes de turbine changées; trois tubes d'alimentation remplacés; et aucun accident entraînant des pertes de temps.

## **OPG investit de manière stratégique dans l'équipement, les programmes et les gens pour améliorer l'efficacité et la fiabilité de ses centrales, et accroître la production d'électricité.**

### **Améliorer notre parc nucléaire**

OPG a élaboré des stratégies et des initiatives ciblées visant l'amélioration de la performance de ses centrales nucléaires. En 2006, ces mesures ont donné lieu à des améliorations concrètes sur plusieurs fronts, y compris une fiabilité accrue de l'équipement et une amélioration de l'état des centrales.

*Darlington* : La centrale nucléaire Darlington a effectué deux importants arrêts planifiés. Bien que pour le premier de ces arrêts (à l'unité 3) nous n'ayons pas respecté le calendrier, les employés en ont tiré des leçons qui leur ont permis d'exécuter le deuxième arrêt (à l'unité 1) dans les délais et avec beaucoup de succès. Parmi les principaux travaux effectués lors du deuxième arrêt, mentionnons l'achèvement du tout premier programme de remplacement des conduites d'alimentation de la centrale, une mesure importante qui vise à améliorer la fiabilité et la performance de la centrale et à prolonger sa durée de vie.

Afin d'améliorer encore davantage sa performance, la centrale Darlington a lancé un ambitieux projet visant à faire passer de 24 à 36 mois, en 2008, le cycle d'arrêt de toutes ses unités. Avec l'achèvement de son arrêt de 2006, l'unité 3 est devenue la première des unités de Darlington à entrer dans ce nouveau cycle. En 2008, toutes les unités de Darlington observeront le cycle de trois ans des arrêts planifiés, améliorant ainsi la fiabilité des centrales et, par le fait même, la production.

*Pickering A* : Un objectif clé pour la centrale nucléaire Pickering A était de réaliser avec succès son arrêt planifié de l'unité 4 à l'automne. Bien que l'arrêt ait duré plus longtemps que prévu, d'importants travaux de maintenance ont été effectués, y compris l'inspection des conduites d'alimentation et de la chaudière, ainsi que la réparation du mécanisme interne des tuyères d'alimentation de la chaudière. Plus tôt dans l'année, la centrale Pickering A a effectué avec succès un arrêt planifié de 15 jours du réacteur de son unité 1. Durant cet arrêt, des travaux clés – le remplacement des refroidisseurs du stator de moteur de la pompe du caloporteur – ont été achevés cinq jours plus tôt que prévu. L'arrêt complet s'est déroulé en toute sûreté et dans les délais.

*Pickering B* : La centrale nucléaire Pickering B a terminé la dernière phase d'un important programme d'inspection et de maintenance d'une durée de quatre ans sur 1 554 de ses canaux de combustible. Ces travaux ont permis d'éliminer, dans chaque canal de combustible, tout contact entre les tubes de force et les tubes de cuve – un critère essentiel pour prolonger la vie de la centrale et améliorer sa performance. Ces travaux complexes étant terminés, Pickering B peut maintenant effectuer des arrêts plus courts, donnant lieu, par le fait même, à des périodes d'exploitation plus longues et à une production accrue.

## **Les travaux de remise à neuf de la centrale Pickering B ne seront entrepris que si une solide analyse de rentabilité le justifie.**

*Remise à neuf de la centrale Pickering B* : OPG a également commencé à explorer la faisabilité d'une remise à neuf de la centrale Pickering B. Les premières étapes de ce projet ont été entreprises en février 2006 avec la création d'une division spéciale au sein d'OPG, dont le mandat sera d'évaluer la rentabilité d'une prolongation envisagée de la durée de vie des centrales Pickering B et Darlington. En juin, le gouvernement de l'Ontario a confirmé les activités d'évaluation d'OPG en ordonnant à la Société d'entreprendre des études de faisabilité quant à une remise à neuf de ses installations nucléaires existantes, ainsi qu'une évaluation environnementale (ÉE) sur la remise à neuf des quatre unités nucléaires de Pickering B. Pendant les derniers mois de 2006, des journées portes ouvertes ont été organisées dans le cadre de l'ÉE afin de fournir au public de l'information sur les travaux de remise à neuf et recueillir leurs commentaires.

OPG a entrepris une évaluation de l'état de la centrale et un examen intégré de la sécurité visant à déterminer l'ampleur des travaux qui seraient nécessaires pour prolonger la vie de la centrale. Ces activités seront suivies d'une étude de définition afin d'établir le coût et le calendrier des travaux. Au début de 2008, OPG sera en mesure d'évaluer l'analyse de rentabilité. Les travaux de remise à neuf de la centrale Pickering B ne seront entrepris que si une solide analyse de rentabilité le justifie.

L'un des plus ambitieux projets d'amélioration des actifs hydroélectriques d'OPG, le projet de remise en état de Caribou Falls, a mobilisé du personnel de partout au sein du groupe de centrales du nord-ouest d'OPG. D'un âge moyen de 72 ans, les actifs hydroélectriques d'OPG ont assuré à l'Ontario un approvisionnement constant en électricité renouvelable et propre, pendant de nombreuses décennies. Les améliorations qu'OPG a apportées à ces centrales aideront à assurer leur apport continu dans les prochaines décennies.



### Production hydroélectrique

OPG investit en moyenne 160 millions de dollars par année pour soutenir et améliorer ses actifs hydroélectriques existants. Les améliorations apportées en 2006 comprenaient : modernisation des roues de turbine à Abitibi Canyon et Ranney Falls; révision et rebobinage de matériel à la centrale Caribou Falls; et modernisation de l'appareillage de connexion de la centrale Whitedog dans le nord-ouest de l'Ontario.

Depuis 1992, des améliorations de ce genre ont permis d'ajouter 425 MW de capacité additionnelle à l'offre hydroélectrique d'OPG – dont 25 MW au cours de 2006. Grâce à des améliorations futures, une autre tranche de 116 MW viendra s'ajouter à la capacité hydroélectrique d'OPG d'ici 2015.

Outre ces améliorations, OPG a aussi élaboré un nouveau processus de livraison qui regroupe la production hydroélectrique sur les réseaux hydrographiques où ses centrales sont situées. Le processus améliore l'efficacité et la performance en donnant aux exploitants d'OPG plus de souplesse pour répondre aux directives d'approvisionnement de la Société indépendante d'exploitation du réseau de l'électricité (« SIERÉ ») de l'Ontario, réduisant ainsi les contraintes imposées à l'équipement que ces directives peuvent causer et contribuant à améliorer la performance.

### Production d'origine fossile

La valeur des actifs à combustible fossile d'OPG, comme celle de toutes les centrales, est mesurée par leur performance de production. Nous mesurons également la performance de nos centrales à combustible fossile par leur capacité à performer en cas de nécessité. OPG a pris des mesures pour apporter des améliorations dans les deux secteurs en 2006.

Les améliorations liées à la production comprenaient l'installation d'une nouvelle turbine à haute pression à la centrale Nanticoke; la mise en chantier de travaux visant une révision majeure des générateurs à l'unité 3 de Lambton; et le remplacement du système de commande original à la centrale au charbon de Thunder Bay dans le nord-ouest de l'Ontario.

OPG a également vérifié les plans visant à mieux coordonner la livraison de la production des unités à ses centrales Nanticoke, Lambton et Thunder Bay. L'initiative pourrait atténuer, dans une certaine mesure, les exigences physiques qui sont imposées à ces unités pour répondre à des instructions de livraison en cinq minutes de la SIERÉ, améliorer l'efficacité et la performance des centrales et abaisser les émissions.

Afin d'améliorer la performance environnementale à ses centrales à combustible fossile, OPG explore l'utilisation de la biomasse comme combustible. Des essais de brûlage réussis portant sur un mélange de charbon et de granulés à faible émission de carbone ont été menés aux centrales de Thunder Bay et de Nanticoke. Grâce à une autre initiative visant la combinaison de sources d'énergie, la centrale Nanticoke a augmenté la part de charbon à très faible teneur en soufre dans son mélange de combustibles.

---

## Afin d'améliorer la performance environnementale à ses centrales à combustible fossile, OPG explore l'utilisation de la biomasse comme combustible.

---

OPG a également mené de nouveaux essais sur le matériel de réduction des émissions déjà en place à la centrale de Lambton. Les essais ont démontré qu'en plus de réduire les émissions de gaz acides, les dépoussiéreurs par voie humide, combinés à la technologie de réduction catalytique sélective, ont réduit les émissions de mercure de plus de 90 %. Les essais démontrent que Lambton continue d'améliorer les normes établies par les règlements sur les émissions atmosphériques.

En juin 2006, le ministère de l'Énergie de l'Ontario a annoncé que pour répondre aux besoins en électricité de l'Ontario, il devrait repousser à nouveau son projet de remplacement des centrales alimentées au charbon. OPG a réévalué ses programmes de maintenance des centrales à combustible fossile qui avaient été arrimés au précédent calendrier d'arrêts; a entrepris diverses initiatives environnementales à Nanticoke afin de régler les problèmes comme les coûts thermiques, les températures de l'eau, la réduction du bruit et les particules; et a embauché plus de 100 nouveaux employés afin de maintenir la fiabilité d'exploitation des centrales à l'approche du départ à la retraite de nombreux employés.

# CAPACITÉ DE PRODUCTION



**La centrale hydroélectrique de 12,5 MW de Lac Seul d'OPG, en construction dans le nord-ouest de l'Ontario**

**Tunnel Niagara**  
(kWh)

**1,6** milliard

La quantité moyenne d'énergie hydroélectrique additionnelle qui sera produite par année par les centrales Beck d'OPG lorsque le tunnel de Niagara sera terminé, vers la fin de la présente décennie.

**Portlands Energy Centre**  
(MW)

**550**

La capacité du Portlands Energy Centre, en cours de construction au centre-ville de Toronto par OPG et TransCanada Energy Inc., afin d'aider à répondre aux besoins énergétiques croissants de Toronto.

**Construction de nouvelles centrales nucléaires**  
(séances d'information pour la collectivité)

**5**

En 2006, OPG a tenu cinq séances d'information dans la collectivité afin d'informer les résidents concernés et recueillir leurs points de vue sur ses activités relativement à la construction éventuelle de nouvelles unités à la centrale nucléaire Darlington d'OPG. Plus de 200 personnes ont assisté à ces séances.

Le site de Darlington, qui pourrait abriter de nouvelles unités nucléaires afin de répondre aux besoins futurs d'électricité de l'Ontario. OPG estime que Darlington est un excellent site pour la construction de nouvelles unités nucléaires. Il offre notamment les avantages suivants : suffisamment d'espace, à proximité d'un important corridor de transport, collectivités favorables au projet et main-d'œuvre hautement spécialisée et expérimentée.



**Afin d'aider à répondre aux besoins d'électricité de l'Ontario, OPG a entrepris une importante campagne visant à accroître sa production en mettant en œuvre de nouveaux projets de construction de centrales. OPG agit à titre de gestionnaire dans le cadre de ces projets, concluant des contrats avec des tierces parties qui assument la grande part du risque lié à la construction des centrales dans le respect des délais et du budget.**

*Tunnel de Niagara* : Les travaux d'excavation du tunnel de Niagara ont progressé en 2006 avec le lancement de «Big Becky», la plus grosse foreuse de roc au monde. La construction du tunnel a été confiée à Strabag AG d'Autriche, société possédant une longue expérience dans l'excavation de grands tunnels. Les travaux d'excavation, qui ont commencé en septembre, ont démarré lentement mais devraient s'accélérer lorsque le tunnelier atteindra le schiste argileux de la formation de Queenston, une couche rocheuse plus uniforme à travers laquelle environ 80 % du tunnel sera excavé. En tant que plus important projet d'immobilisations d'OPG, le tunnel de Niagara transportera une plus grande quantité d'eau jusqu'au complexe hydroélectrique Beck, qui pourra ainsi produire 1,6 milliard de kWh additionnels d'électricité renouvelable pour l'Ontario. Le projet devrait être achevé à la fin de 2009.

*Lac Seul* : La centrale hydroélectrique de 12,5 MW de Lac Seul dans le nord-ouest de l'Ontario est construite par SNC Lavalin Inc. Entrepris en 2005, les travaux de construction ont progressé en 2006, incluant l'achèvement de la sous-structure de la centrale, l'érection de la charpente de la centrale et l'achèvement d'une grande partie du tunnel d'adduction. Tout au long de 2006, les travaux se sont déroulés en toute sécurité, sans accident avec blessures entraînant des pertes de temps, ni incident évité de justesse.

*Partie inférieure de la rivière Mattagami* : OPG explore actuellement la faisabilité de remplacer et de moderniser les centrales aménagées dans la partie inférieure de la rivière Mattagami dans le nord-est de l'Ontario. Ce projet potentiel de 450 MW est passé de la phase «conception» à la phase «définition» en 2006 sous la direction du gouvernement de l'Ontario. La nouvelle phase porte sur la planification environnementale, la sollicitation de propositions de conception-construction, l'obtention des approbations et des discussions avec les Premières nations et d'autres intervenants.

*Autres projets hydroélectriques* : En 2006, OPG avait quatre autres projets hydroélectriques à l'étape de la définition, représentant environ 55 MW de nouvelle capacité hydroélectrique

pour la province. Des travaux de planification précoce ont également été entrepris sur plusieurs autres projets dont le potentiel et la faisabilité sont encore à l'étude.

*Portlands Energy Centre* : En octobre 2006, des travaux de construction ont été entrepris au Portlands Energy Centre – une centrale alimentée au gaz naturel, à cycle combiné, à rendement élevé, de 550 MW. OPG et TransCanada Energy construisent la centrale au centre-ville de Toronto afin d'aider à répondre aux besoins d'électricité croissants de la ville. Au cours de 2006, Portlands a signé un contrat d'approvisionnement accéléré d'énergie propre de vingt ans avec l'Office de l'électricité de l'Ontario. L'installation devrait être en service en mode de cycle simple et produire 340 MW le 1<sup>er</sup> juin 2008. Lorsque les travaux seront terminés en 2009, la centrale fournira jusqu'à 550 MW en mode de cycle combiné – ce qui représente environ 25 % des besoins du centre de Toronto.

*Lakeview* : Un deuxième projet d'approvisionnement en combustible fossile concerne le site de Lakeview d'OPG à Mississauga, Ontario. Abrutant l'ancienne centrale au charbon Lakeview d'OPG, qui a été déclassée, le site est considéré comme l'emplacement de choix pour la construction éventuelle d'une nouvelle centrale alimentée au gaz. Une proposition visant à remplacer cette ancienne centrale par une nouvelle a été annoncée par OPG en juin 2006. OPG travaille en partenariat avec Enersource Hydro Mississauga Services Inc. sur ce projet potentiel.

*Construction de nouvelles centrales nucléaires* : Peut-être la plus importante contribution d'OPG aux nouvelles sources d'électricité, cette initiative pourrait voir OPG participer à la construction de nouvelles unités nucléaires. En septembre, OPG a déposé auprès de son organisme de réglementation, la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN), une demande de permis de préparation de site en vue de la construction de nouvelles unités nucléaires à la centrale Darlington. La demande a été soumise à la suite d'une directive reçue en juin 2006, du ministère de l'Énergie de l'Ontario, enjoignant OPG d'entamer le processus d'approbations fédérales pour de nouvelles unités nucléaires à un site existant. Après avoir soumis sa demande, OPG a tenu cinq séances d'information à l'intention de la collectivité dans les municipalités de Clarington et d'Oshawa afin de partager de l'information avec les résidents sur ses activités concernant son projet de construction. Une section spéciale du site Web d'OPG a également été créée pour fournir de l'information sur le sujet.

Le projet de construction de nouvelles unités reçoit un solide appui de la part des municipalités et des collectivités concernées. Il démontre également la confiance de notre actionnaire dans la capacité d'OPG de gérer de grands projets d'immobilisations et de respecter ses engagements.

# SÛRETÉ, SÉCURITÉ ET ENVIRONNEMENT



**Riley Saunders, de la centrale Pickering B, se tient personnellement responsable en matière de sécurité afin d'aider OPG à atteindre son objectif de zéro blessure.**

**Sûreté**  
(années)

**1,3**

Près de 1000 employés du secteur hydroélectrique d'OPG ont atteint 1,3 an sans accident entraînant des pertes de temps – une des nombreuses réussites en matière de sécurité des sites d'OPG.

**Sécurité**  
(dollars)

**300 millions \$**

Montant investi par OPG dans des projets visant à améliorer la sécurité à ses installations nucléaires depuis 2001.

**Environnement**

**300 000**

Nombre d'arbres et d'arbustes indigènes plantés en Ontario en 2006 par OPG dans le cadre de son programme sur la biodiversité.



Le barrage du lac Mattagami dans le nord-est de l'Ontario compte parmi les 64 centrales hydroélectriques et les 240 barrages exploités par OPG en Ontario. Afin d'assurer la sécurité à ces installations, OPG administre un vaste programme de sécurité des voies navigables afin de sensibiliser et de protéger le public. Parmi les mesures prises en 2006, citons : installation d'un système de vidéosurveillance et d'estacades de sécurité améliorées à plusieurs de ses centrales, et installation d'une nouvelle clôture de sécurité près de la centrale R.H. Saunders sur le fleuve Saint-Laurent.

**En tant qu'un des principaux producteurs d'électricité en Ontario, OPG a un impact sur la société dans laquelle elle mène ses activités. OPG en est consciente et s'efforce d'observer les plus hautes normes en matière de sécurité et de protection de l'environnement.**

**Sécurité au travail**

Malgré le fait qu'OPG ait maintenu son solide engagement en matière de sécurité au travail et ait fait des progrès sur plusieurs fronts sur le plan de la gestion de la sécurité, nous ne sommes pas satisfaits de notre performance en matière de sécurité en 2006 par rapport à notre solide performance passée à ce chapitre. Bien que de nombreux sites et entreprises aient obtenu d'excellents résultats en matière de sécurité, la performance globale de la Société s'est détériorée par rapport à 2005. Cela tient à une augmentation du nombre de blessures et d'incidents évités de justesse au cours desquels des blessures graves auraient pu survenir mais ont été évitées.

**En 2006, les niveaux de radiation aux centrales Pickering et Darlington ont été pour une autre année de beaucoup inférieurs aux niveaux que les Canadiens reçoivent de sources naturelles...**

Pour 2006, le taux d'accidents avec blessures d'OPG a été de 1,30 blessure par tranche de 200 000 heures travaillées, ce qui est mieux que le taux de 1,33 blessure enregistré en 2005. Ce taux se situe dans le quartile supérieur (moyenne de 2003-2005) fixé par l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ).

Le taux de gravité des accidents d'OPG pour 2006 a été de 5,87 jours perdus par tranche de 200 000 heures travaillées, ce qui est pire que le taux de 2,03 jours enregistré en 2005.

OPG s'efforce constamment d'améliorer sa performance en matière de sécurité en vue d'éliminer les blessures au travail. Pour atteindre ces objectifs, des stratégies ciblées ont été élaborées, qui mettent l'accent sur l'amélioration des systèmes de gestion de la sécurité axée sur les risques; des communications innovatrices visant à renforcer la culture de la sécurité; et des programmes abordant des secteurs posant un risque pour la sécurité, comme la sécurité en électricité, les troubles musculo-squelettiques et la gestion des risques de chutes.

OPG a continué de faire preuve de leadership sur le plan de la sécurité en 2006 en prenant les mesures suivantes :

- ▶ maintien de notre engagement envers la sécurité des jeunes travailleurs au sein des collectivités où nous exerçons nos activités; et
- ▶ tenue de rencontres entre des employés d'OPG, d'autres entreprises et des associations visant le partage de connaissances et des meilleures pratiques touchant la sécurité d'OPG afin d'améliorer la sécurité au travail dans tous les secteurs.

**Sécurité publique**

OPG observe des normes très élevées en matière de sécurité publique et de conformité aux règlements à toutes ses installations. Aux centrales nucléaires de la Société, par exemple, la sûreté et la sécurité passent avant tout. En 2006, les niveaux de radiation aux centrales Pickering et Darlington ont été de beaucoup inférieurs aux niveaux que les Canadiens reçoivent de sources naturelles comme le soleil et bien moins élevés aussi que les niveaux autorisés par la réglementation gouvernementale.

OPG se soucie tout autant de la gestion des déchets nucléaires. En 2006, OPG a renforcé sa capacité de gestion des déchets nucléaires en agrandissant ses installations de stockage de combustible irradié et en entreprenant un processus d'approbation environnementale pour son projet de dépôt en couches géologiques profondes près de Kincardine, en Ontario.

**Sécurité**

Au cours des cinq dernières années, OPG a dépensé plus de 300 millions \$ dans des projets d'amélioration de la sécurité à ses installations nucléaires afin d'assurer la sécurité du public et des employés. Afin de renforcer encore davantage les solides mesures de sécurité déjà en place à ses installations nucléaires, OPG a ouvert deux nouveaux bâtiments ultramodernes destinés à la sécurité, l'un à Pickering et l'autre à Darlington. Les bâtiments renferment un solide équipement de contrôle de sûreté, y compris des appareils de détection d'explosifs, des appareils de radiographie et des détecteurs de métaux, ainsi que des lecteurs de géométrie de la main pour autoriser l'accès aux aires protégées des centrales.



Le bâtiment de sécurité principal de la centrale Darlington est l'un des nouveaux bâtiments destinés à la sécurité aux installations nucléaires d'OPG. Ces bâtiments abritent des installations ultramodernes où le personnel de la sécurité d'OPG exécute d'importantes fonctions de fouille tout en assurant la sécurité des employés pendant les heures de travail.

### Environnement

Par l'application de sa politique environnementale révisée et la mise en œuvre de diverses initiatives, OPG cherche à atténuer son impact sur l'environnement. La Société est déterminée à respecter ses obligations législatives et volontaires en ce qui a trait à l'environnement. Les obligations volontaires d'OPG comprennent des initiatives comme ses programmes d'évaluation environnementale des sites et de gestion de la biodiversité, et son engagement à éliminer les BPC. Nos engagements en matière d'environnement couvrent un large éventail de secteurs, dont la gestion des déversements, la conformité réglementaire, les émissions dues à la combustion d'énergie fossile, les radiations, la gestion des déchets, l'efficacité énergétique et la promotion du développement durable auprès des employés. OPG contribue également au bien-être environnemental des collectivités où elle exploite ses installations, notamment grâce à son programme permanent de plantation d'arbres à l'échelle de l'Ontario. La Société rend compte régulièrement de sa performance quant à ses engagements sur le plan de l'environnement dans son rapport annuel sur le développement durable, sur son site Web et dans des communiqués publiés par ses centrales.

L'engagement d'OPG en matière d'environnement s'est traduit dans différents secteurs en 2006.

Les émissions de gaz acides ont chuté considérablement en raison surtout d'une baisse des niveaux de production d'énergie d'origine fossile découlant d'une diminution de la demande et d'améliorations sur le plan environnemental. La production réduite a également contribué à la baisse des émissions de dioxyde de carbone, qui ont été moins élevées en 2006 qu'en 1990. Outre ces réalisations au chapitre de l'environnement, les unités 3 et 4 de la

centrale Lambton ont été reconnues comme deux des dix unités au charbon les plus propres en Amérique du Nord.

OPG a également réalisé sur le plan de l'efficacité énergétique des économies de 51 600 MWh – suffisamment d'électricité pour alimenter environ 4 300 foyers – dépassant son objectif de 26 500 MWh et évitant le rejet dans l'atmosphère de 50 568 tonnes de dioxyde de carbone.

Un aspect de la performance d'OPG en matière d'efficacité énergétique a été reconnu au cours de l'année dans le cadre du Programme d'encouragement pour les bâtiments commerciaux de Ressources naturelles Canada, qui a qualifié de très éconergétique la conception des nouveaux bâtiments destinés à la sécurité nucléaire aux centrales Darlington et Pickering d'OPG.

Une autre réalisation digne de mention en 2006 a été la certification par le Wildlife Habitat Council (WHC) des centrales Atikokan et Lennox d'OPG, portant à huit le nombre total de centrales d'OPG certifiées par le WHC. Chacune des centrales nucléaires et à combustible fossile d'OPG et toutes ses centrales hydroélectriques ont élaboré leur propre plan de biodiversité afin de protéger les habitats environnants.

Dans le cadre de son engagement en matière de développement durable, OPG a étendu son programme de formation et de sensibilisation au développement durable, destiné initialement aux superviseurs, pour l'offrir à tous les employés. Cette initiative se poursuivra jusqu'en 2011 dans le respect d'un principe clé de la politique environnementale révisée de la Société, soit que la gestion environnementale est la responsabilité de tous les employés d'OPG. Plus de 600 employés ont reçu cette formation en 2006.

**Paula Sanders et son fils Brady plantent des arbres à proximité de la centrale au charbon Atikokan d'OPG. En collaboration avec Scouts Canada, Atikokan a planté quelque 6 500 graines de pin et d'épinette entre 2004 et 2006. Dans le cadre de son programme de gestion de la biodiversité et de sa stratégie de gestion des gaz à effet de serre, OPG a planté plus de 300 000 arbres indigènes en Ontario en 2006, portant le total d'arbres plantés depuis 2000 à 2,5 millions. On estime que pendant leur vie, les arbres capteront et neutraliseront environ 1 million de tonnes de dioxyde de carbone.**



# LES EMPLOYÉS ET LA COLLECTIVITÉ



**Les mardis sur le sentier Waterfront Trail près de la centrale nucléaire Darlington : un des nombreux programmes communautaires parrainés par OPG**

**Campagne de bienfaisance**  
(dollars)

**1,79 million \$**

C'est le montant versé en dons en 2006 par les employés et les retraités d'OPG à l'occasion de la campagne annuelle de bienfaisance au profit des plus démunis.

**Engagement social**  
(nombre d'initiatives)

**850**

En 2006, OPG a soutenu plus de 850 projets axés sur la collectivité, l'environnement et l'éducation dans le cadre de son programme d'engagement social.

**Effectif d'OPG**  
(étudiants salariés)

**400**

En 2006, OPG a embauché environ 400 jeunes à des postes de stagiaire. Outre leur contribution à OPG, ces étudiants deviennent des ambassadeurs de la Société dans leur école.



Dans le cadre d'événements comme cette rencontre de recrutement de diplômés dans le secteur nucléaire, OPG agit de manière proactive dans l'embauche de nouveaux employés. L'approche d'OPG comprend une stratégie qui cible les diplômés hautement qualifiés en ingénierie et dans des professions techniques connexes. Dans le cadre de cette stratégie, OPG a embauché 80 diplômés universitaires en 2006.

**Les gens sont la principale force d'OPG. Nos employés sont au cœur de notre réussite. Les collectivités où nous exerçons nos activités nous autorisent à le faire, et nous sommes résolus à répondre à leurs attentes.**

#### Employés

OPG emploie plus de 11 500 hommes et femmes unis par une même volonté de produire de l'électricité fiable, de manière responsable. Cette tâche énorme et souvent difficile nécessite des personnes compétentes et qualifiées pour assumer des rôles faisant appel à un haut degré de formation professionnelle, de connaissances et de compétences. OPG ne ménage pas ses efforts pour créer un lieu de travail qui attire de tels employés, fait en sorte qu'ils se sentent valorisés et leur donne l'occasion de se perfectionner et de progresser. Ces objectifs ont été en partie réalisés en 2006 grâce aux initiatives suivantes :

- ▶ recrutement à grande échelle qui a donné lieu à l'embauche de nombreux nouveaux employés ayant un diplôme d'études postsecondaires;
- ▶ développement et implantation d'outils de sélection préliminaire non discriminatoire à l'appui de nouvelles activités d'embauche dans les centrales hydroélectriques et à combustible fossile d'OPG; et
- ▶ reconnaissance continue du rendement des employés au moyen de félicitations écrites et verbales de la direction, reconnaissance par les pairs et remise des prix Power Within Achievement Awards d'OPG, qui rendent hommage aux employés les plus performants.

En plus de ces initiatives, OPG s'est dit honorée de compter parmi les 50 meilleurs employeurs de Toronto en 2006. Ce mérite souligne le leadership dont OPG fait preuve pour attirer des employés de qualité et leur offrir d'excellents avantages et de belles perspectives de carrière.

En 2006, OPG a lancé un sondage auprès de tous ses employés afin de connaître leur niveau d'engagement. Le sondage a révélé une amélioration importante des résultats au chapitre de l'engagement depuis 2004, mais une légère augmentation seulement par rapport à 2005. Des initiatives sont en cours afin d'améliorer le niveau d'engagement des employés en 2007.

#### Collectivité

De nombreux employés d'OPG contribuent de manière importante à la collectivité en donnant généreusement de leurs ressources et de leur temps. En 2006, des employés et des retraités ont fait don de près de 1,8 million \$ dans le cadre de la campagne annuelle de

bienfaisance d'OPG au profit de personnes dans le besoin et d'organismes qui leur viennent en aide.

Des employés d'OPG contribuent également à la collectivité à titre de membres d'organismes locaux, de participants à des événements communautaires, et de bénévoles pour de nombreuses causes valables. Ils personnifient les valeurs d'OPG, et nous sommes fiers de leur engagement et de leur apport à la Société et aux collectivités où ils vivent.

---

**... OPG s'est dit honorée de compter parmi les 50 meilleurs employeurs de Toronto en 2006.**

---

OPG soutient directement des collectivités grâce à son programme d'engagement social. Par ce programme, en 2006, OPG a investi environ 1,8 million \$ dans plus de 850 projets axés sur la collectivité, l'environnement et l'éducation en Ontario. Ces initiatives se déroulent surtout dans les collectivités où se trouvent des installations d'OPG.

OPG a noué des relations productives et positives avec un grand nombre de collectivités où se trouvent ses installations, certaines relations remontant à plusieurs décennies.

OPG travaille également avec les collectivités des Premières nations afin de régler les griefs du passé et de conclure des partenariats commerciaux fondés sur la confiance et le respect mutuels. En 2006, OPG a signé quatre ententes avec les Premières nations qui ouvrent la voie à l'établissement de relations plus solides. Ces ententes sont au cœur de la réussite de plusieurs projets hydroélectriques que la Société explore actuellement dans le nord de l'Ontario.

En 2006, la centrale hydroélectrique de Kakabeka Falls d'OPG a célébré 100 ans de service auprès des collectivités du nord-ouest de l'Ontario, près de Thunder Bay, et la centrale nucléaire Pickering a célébré ses 40 ans en tant que membre de la communauté de Durham. L'an dernier, la ville de Pickering a rendu hommage à OPG pour son engagement social en décernant son Prix de civisme à la centrale Pickering. Ce prix est remis chaque année à des entreprises locales qui affichent, par leur participation, un soutien exceptionnel à des activités communautaires. OPG a également reçu le prix de l'entreprise de l'année de la Chambre de commerce de Kincardine et de son agglomération pour son «excellence en matière de croissance, de service à la clientèle et de leadership au sein des collectivités».

# Rapport de gestion

## Table des matières

### Rapport de gestion

Énoncés prospectifs	18
La Société	19
Réglementation des tarifs	19
Faits saillants	20
Vision, activités de base et stratégie	23
Capacité de produire des résultats	27
Tendances du marché de l'électricité de l'Ontario	28
Secteurs d'activité	28
Indicateurs clés de la production et du rendement financier	29
Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité	30
Production nucléaire réglementée	32
Production hydroélectrique réglementée	34
Production hydroélectrique non réglementée	35
Production d'origine fossile non réglementée	36
Divers	38
Impôts sur les bénéfiques	38
Situation de trésorerie et sources de financement	39
Conventions et estimations comptables critiques	41
Faits saillants du bilan	47
Gestion des risques	50
Opérations entre parties liées	55
Gouvernance	56
Information sur le comité de vérification et de gestion des risques	62
Contrôle interne à l'égard de l'information financière et contrôles de communication de l'information	66
Quatrième trimestre	67
Faits saillants financiers trimestriels	70
Mesures supplémentaires des résultats	71

### États financiers consolidés

Énoncé de responsabilité de la direction à l'égard de la présentation de l'information financière	72
Rapport des vérificateurs	73
États financiers consolidés	74
Notes afférentes aux états financiers consolidés	78

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés vérifiés d'Ontario Power Generation Inc. («OPG» ou la «Société») au 31 décembre 2006 et pour l'exercice terminé à cette date et les notes y afférentes. Les états financiers consolidés d'OPG sont préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada («PCGR») et sont présentés en dollars canadiens. Certaines informations de l'exercice précédent ont été reclassées pour les rendre conformes à la présentation de l'exercice considéré. Le présent rapport de gestion est daté du 15 février 2007.

## Énoncés prospectifs

Le rapport de gestion comprend des énoncés prospectifs qui reflètent les points de vue actuels d'OPG à l'égard de certains événements et circonstances futurs. Tout énoncé contenu dans le présent document qui n'est pas actuel ou historique est un énoncé prospectif. Des mots, tels que «anticiper», «croire», «envisager», «prévoir», «estimer», «s'attendre à», «projeter», «avoir l'intention de», «planifier», «rechercher», «viser», «objectif», «stratégie», «peut», «pourrait», «prévoit», des verbes conjugués au futur et des expressions similaires sont habituellement utilisés par OPG afin d'indiquer des énoncés prospectifs. L'absence de telles expressions ne signifie pas qu'un énoncé n'est pas prospectif.

Tous ces énoncés reposent sur des hypothèses et comportent des risques et des incertitudes et, par conséquent, pourraient être inexacts dans une large mesure. Plus particulièrement, les énoncés prospectifs peuvent comprendre des hypothèses comme celles qui sont liées aux coûts et à la disponibilité du combustible, au rendement de l'actif, au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires, à la fermeture de centrales alimentées au charbon, à la remise à neuf d'installations existantes, à l'aménagement et à la construction de nouvelles installations, aux obligations liées aux régimes de retraite et aux autres avantages postérieurs à l'emploi, aux impôts sur les bénéfiques, aux prix de l'électricité du marché au comptant, à l'évolution continue de l'industrie de l'électricité en Ontario, aux exigences environnementales et autres exigences réglementaires, ainsi qu'aux conditions climatiques. Par conséquent, il est conseillé de ne pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport de gestion ne sont valables qu'à la date du présent rapport de gestion. OPG ne s'engage pas à publiquement mettre à jour ces énoncés prospectifs pour refléter de nouvelles informations ou des événements futurs, ou autrement.

## La Société

OPG est une entreprise établie en Ontario dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario. OPG met l'accent sur la production et la vente efficace d'électricité provenant de ses actifs de production, tout en assurant une exploitation sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan de l'environnement. Constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), OPG est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario (la «Province»).

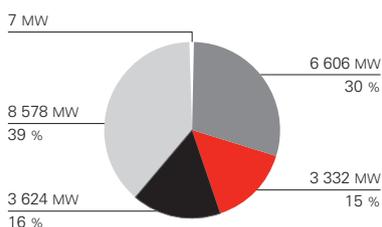
Au 31 décembre 2006, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 22 147 mégawatts («MW»). Le portefeuille de production d'électricité d'OPG comprend trois centrales nucléaires, cinq centrales à combustible fossile, 64 centrales hydroélectriques et trois centrales éoliennes (y compris une participation de 50 % dans la coentreprise éolienne Huron). En outre, OPG, ATCO Power Canada Ltd. et ATCO Resources Ltd. détiennent en copropriété la centrale alimentée au gaz Brighton Beach. OPG possède également deux autres centrales nucléaires, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. («Bruce Power»).

Le 1<sup>er</sup> avril 2005, la production de la plupart des installations hydroélectriques de base d'OPG et de la totalité des installations nucléaires exploitées par la Société est devenue assujettie à la réglementation des tarifs. OPG continue de recevoir le prix du marché au comptant pour la production de ses autres centrales hydroélectriques, centrales à combustible fossile et centrales éoliennes, sous réserve d'une limite de revenus sur la majeure partie de cette production. Avec la mise en application de la réglementation des tarifs, OPG a révisé ses secteurs d'activité isolables pour refléter de façon distincte ses activités réglementées et non réglementées. Depuis le deuxième trimestre de 2005, OPG présente ses secteurs d'activité selon la production nucléaire réglementée, la production hydroélectrique réglementée et la production non réglementée. À compter du premier trimestre de 2006, OPG a divisé le secteur d'exploitation des activités de production non réglementée en deux secteurs isolables, soit la production d'origine fossile non réglementée et la production hydroélectrique non réglementée, en raison de modifications apportées à la structure de gestion de ces secteurs. Les résultats des périodes correspondantes ont été reclassés en conséquence.

### Capacité de production en service par secteur

31 décembre 2006  
22 147 MW

- Production nucléaire réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Production hydroélectrique non réglementée
- Production d'origine fossile non réglementée
- Divers



## Réglementation des tarifs

Un règlement édicté en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario) fait en sorte que, depuis le 1<sup>er</sup> avril 2005, OPG reçoit des prix réglementés pour l'électricité produite par la plupart de ses centrales hydroélectriques de base et par la totalité des installations nucléaires qu'elle exploite. Cela comprend l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, les installations hydroélectriques R.H. Saunders, et les installations nucléaires Pickering A et B et Darlington.

Le prix réglementé reçu par OPG pour les 1 900 premiers mégawattheures («MWh») de production des installations hydroélectriques réglementées pour toute heure est de 33,00 \$/MWh (3,3 ¢/kWh). À titre d'incitatif pour encourager la production hydroélectrique maximale durant les périodes de pointe, toute production de ces installations hydroélectriques réglementées dépassant 1 900 MWh pour toute heure reçoit le prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario. Le prix réglementé reçu par OPG pour la production des installations nucléaires est de 49,50 \$/MWh (4,95 ¢/kWh). Ces prix réglementés ont été établis par la Province en fonction de besoins de revenus qui tiennent compte d'une prévision des volumes de production et du total des charges d'exploitation, et d'un rendement de la base tarifaire, qui suppose un rendement moyen de 5 % des capitaux propres. La base tarifaire est un concept réglementaire qui représente le niveau net moyen des investissements dans les immobilisations corporelles réglementées, les charges reportées et une provision pour le fonds de roulement. Ces prix initiaux sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2005 et devraient demeurer en vigueur au moins jusqu'au 31 mars 2008, date à laquelle il est prévu que de nouveaux prix réglementés établis par la Commission de l'énergie de l'Ontario («CEO») entreraient en vigueur.

Le règlement a obligé OPG à établir des comptes d'écart pour les coûts engagés et les revenus gagnés ou les manques à gagner à compter du 1<sup>er</sup> avril 2005 attribuables aux écarts avec les prévisions fournies à la Province aux fins d'établissement des prix réglementés qui sont liés aux différences dans la production d'hydroélectricité créées par des écarts entre les conditions hydrologiques prévues et réelles, aux modifications non prévues aux exigences réglementaires en matière de production nucléaire ou aux modifications technologiques non prévues, aux variations des revenus tirés de services connexes des installations réglementées, aux catastrophes naturelles (y compris des conditions climatiques rigoureuses), ainsi qu'aux indisponibilités et restrictions liées au transport. En outre, le règlement a obligé OPG à établir un compte de report pour les coûts autres qu'en capital engagés à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005 dans le cadre de la remise en service prévue de la totalité des unités de la centrale nucléaire Pickering A.

En février 2007, une modification a été apportée au règlement en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario). La modification a clarifié certains aspects du règlement et a prescrit à OPG d'établir un compte de report relativement à certaines variations de son passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié et de son passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne. La modification

a obligé OPG à établir un compte de report pour comptabiliser, jusqu'à la date d'entrée en vigueur de la première ordonnance de la CEO établissant les prix réglementés, l'incidence, sur les besoins de revenus, comme il est reflété dans les états financiers consolidés vérifiés d'OPG, de toute variation de ses passifs nucléaires découlant d'un plan de référence approuvé après le 1<sup>er</sup> avril 2005, conformément aux termes de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (l'«ONFA»).

La production des autres actifs de production d'OPG demeure non réglementée et continue d'être vendue au prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario. Toutefois, 85 % de la production des autres actifs de production d'OPG, excluant la centrale Lennox et les ventes à terme au 1<sup>er</sup> janvier 2005, fait l'objet d'une limite de revenus. La production d'une unité à laquelle une conversion de combustible a été opérée et la production supplémentaire d'une centrale ayant fait l'objet d'une remise en état ou d'un agrandissement sont aussi exclues de la production couverte par la limite de revenus. En outre, jusqu'à l'arrivée à échéance des contrats Transition – Generation Corporation Designated Rate Options («TRO») le 30 avril 2006, les volumes vendus en vertu de ces options ont aussi été exclus du rabais associé à la limite de revenus. Cette limite de revenus, qui a initialement été établie pour une période de 13 mois se terminant le 30 avril 2006, a par la suite été prolongée pour trois années additionnelles. À compter du 1<sup>er</sup> mai 2006, la limite de revenus a été portée à 4,6 ¢/kWh par rapport à la limite précédente de 4,7 ¢/kWh. Le 1<sup>er</sup> mai 2007, la limite de revenus retournera à 4,7 ¢/kWh et passera à 4,8 ¢/kWh à compter du 1<sup>er</sup> mai 2008. De plus, à compter du 1<sup>er</sup> mai 2006, les volumes vendus aux termes d'une vente aux enchères pilote gérée par l'Office de l'électricité de l'Ontario («OEO») sont assujettis à une limite de revenus supérieure de 0,5 ¢/kWh à la limite de revenus applicable aux autres actifs de production d'OPG. Les revenus excédant ces deux limites de revenus sont remis à la Société indépendante d'exploitation du réseau de l'électricité («SIERÉ») au profit des consommateurs.

L'établissement de prix réglementés pour la production de la plupart des centrales hydroélectriques de base d'OPG et de la totalité des centrales nucléaires exploitées par OPG, de même que la limite de revenus sur les actifs de production non réglementée d'OPG, a remplacé les obligations de rabais d'OPG en vertu de l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> avril 2005.

Entre l'ouverture du marché le 1<sup>er</sup> mai 2002 et la veille du 1<sup>er</sup> avril 2005, OPG était tenue, en vertu de son permis de production émis par la CEO, de se conformer aux mesures prescrites d'atténuation de l'emprise sur le marché, y compris à un mécanisme de rabais. En vertu de l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, OPG a dû verser à la SIERÉ un rabais équivalant à l'excédent, le cas échéant, du prix horaire moyen du marché au comptant de l'électricité sur 3,8 ¢ le kWh, pour le volume des ventes d'électricité assujetties au mécanisme de rabais à l'égard des centrales qu'OPG continuait de contrôler. La SIERÉ a fait en sorte que le rabais soit transmis aux consommateurs. La quantité d'énergie produite par OPG qui était assujettie au mécanisme de rabais a été d'environ 80,0 térawattheures («TWh») annuellement.

## Faits saillants

### Aperçu des résultats d'exploitation

Cette section donne un aperçu des résultats d'exploitation consolidés vérifiés d'OPG. Une analyse détaillée du rendement d'OPG par secteur d'activité isolable figure à la rubrique *Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité*.

(en millions de dollars)	2006	2005
<b>Revenus</b>		
Revenus avant les rabais associés à la limite de revenus et à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	5 725	6 949
Rabais associé à la limite de revenus	(161)	(739)
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	–	(412)
	<b>5 564</b>	5 798
<b>Bénéfice</b>		
Bénéfice avant ce qui suit :	791	1 020
Dépréciation des actifs à long terme	22	265
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	769	755
Intérêts débiteurs, montant net	193	197
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	576	558
Charge d'impôts	86	118
Bénéfice avant élément extraordinaire	490	440
Élément extraordinaire	–	74
Bénéfice net	<b>490</b>	366
<b>Production d'électricité (TWh)</b>	<b>105,2</b>	108,5
<b>Flux de trésorerie</b>		
Flux de trésorerie d'exploitation	<b>397</b>	1 201

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, le bénéfice net s'est établi à 490 millions de dollars, comparativement à 366 millions de dollars en 2005, soit une augmentation de 124 millions de dollars. Le bénéfice avant impôts sur les bénéfices pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 s'est établi à 576 millions de dollars, comparativement à un bénéfice avant impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire de 558 millions de dollars en 2005, une augmentation de 18 millions de dollars. Au cours de 2005, OPG avait inscrit une perte extraordinaire non récurrente de 74 millions de dollars pour refléter l'incidence de l'adoption d'une comptabilisation des activités à tarifs réglementés à l'égard des impôts sur les bénéfices le 1<sup>er</sup> avril 2005.

Un sommaire des facteurs ayant eu une incidence sur les résultats d'OPG pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 par rapport aux résultats de 2005, avant impôts, est présenté ci-dessous :

(en millions de dollars, avant impôts)

<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005</b>	<b>558</b>
Variation de la marge brute	
Diminution des prix de vente de l'électricité après les rabais associés à la limite de revenus et à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	(83)
Variation de la production d'électricité par secteur :	
Production nucléaire réglementée	96
Production hydroélectrique réglementée	(7)
Production hydroélectrique non réglementée	46
Production d'origine fossile non réglementée	(181)
Revenus de négociation	58
Revenus de services connexes	64
Autres variations de la marge brute	(28)
	(35)
Augmentation de la charge au titre des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi	(177)
Augmentation des charges de maintenance et de réparation, principalement à l'égard des centrales nucléaires et des centrales à combustible fossile	(57)
Augmentation des interruptions prévues des centrales nucléaires	(46)
Amortissement du solde du compte de report de remise en service de Pickering A	(21)
Radiation du surstock lié aux unités 2 et 3 de Pickering A en 2005	57
Diminution de la dotation aux amortissements, principalement en raison de la prolongation de la durée de service des centrales alimentées au charbon, de la centrale Pickering B et de l'unité 4 de la centrale Pickering A	89
Autres variations	(35)
<b>Diminution du bénéfice avant impôts sur les bénéfices, excluant la dépréciation des actifs à long terme</b>	<b>(225)</b>
Dépréciation des actifs à long terme – 2005	265
Dépréciation des actifs à long terme – 2006	(22)
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006</b>	<b>576</b>

Le bénéfice de l'exercice terminé le 31 décembre 2006 a été grandement touché par une réduction de la marge brute des ventes d'électricité, principalement en raison de prix de vente moyens moins élevés et d'une production d'électricité moins importante comparativement à 2005. La diminution des prix de l'électricité a principalement découlé de prix moyens du marché au comptant de l'Ontario moins élevés applicables à la production d'électricité des secteurs d'activité non réglementés d'OPG. La production moins importante d'électricité d'OPG en 2006 est principalement imputable à une demande moins élevée en Ontario et à une production accrue des centrales autres que celles d'OPG, ayant contribué à une production moindre des centrales à combustible fossile d'OPG. La production moins élevée des centrales à combustible fossile a été en partie contrebalancée par une hausse de la production des centrales nucléaires et des centrales hydroélectriques de production non réglementée d'OPG.

La marge brute de 2006 a profité de l'incidence positive d'une augmentation des revenus connexes comparativement à 2005, attribuable surtout à des revenus tirés du contrat de fiabilité impérative de Lennox, et à une marge plus élevée sur les activités de négociation. Le contrat de fiabilité impérative, qui est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> octobre 2005, est un contrat fondé sur le coût conclu avec la SIERÉ qui prévoit des paiements réguliers, sous réserve d'ajustements en fonction des coûts réels.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont établies à 2 777 millions de dollars en regard de 2 516 millions

de dollars en 2005. La hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration est surtout imputable à une augmentation de la charge au titre des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi, principalement attribuable à des modifications apportées aux hypothèses économiques utilisées pour évaluer les coûts. En 2006, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration comprenaient aussi l'amortissement des coûts de remise en service de la centrale Pickering A, qui avaient auparavant été reportés conformément à un règlement adopté en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario). L'amortissement a commencé vers la fin de 2005 avec la remise en service de l'unité 1 de la centrale nucléaire Pickering A. En outre, les secteurs de la production nucléaire et de la production d'origine fossile ont engagé des coûts plus importants en 2006 en raison d'une augmentation des dépenses de réparation et de maintenance liées aux interruptions prévues et fortuites. En 2005, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration ont subi l'incidence de la radiation du surstock acquis en prévision de la remise en service des unités 2 et 3 de la centrale nucléaire Pickering A.

Le bénéfice a profité d'une diminution de la dotation aux amortissements de 89 millions de dollars en 2006 comparativement à 2005. La diminution de la dotation aux amortissements est surtout attribuable à la prolongation de la durée de vie, aux fins comptables, de la centrale Nanticoke au troisième trimestre de 2005, et à la prolongation subséquente de la durée de service de la totalité des centrales alimentées au

charbon au troisième trimestre de 2006, par suite de délais dans le plan de remplacement de la production alimentée au charbon. En outre, à la fin de 2005 et au début de 2006, OPG a prolongé la durée de service résiduelle des centrales nucléaires Pickering A et B aux fins du calcul de la dépréciation. Cette diminution a été en partie contrebalancée par une augmentation de la dotation aux amortissements résultant de la remise en service de l'unité 1 de la centrale nucléaire Pickering A en novembre 2005 et d'autres ajouts d'immobilisations en 2006.

En 2006, OPG a constaté une dépréciation des centrales alimentées au charbon de Thunder Bay et Atikokan de 22 millions de dollars, reflétant la valeur comptable ou la valeur comptable nette de ces centrales. OPG a testé la recouvrabilité de la valeur comptable des centrales alimentées au charbon par suite de changements de circonstances, notamment une diminution des prix prévus du marché au comptant de l'Ontario et la prolongation de la durée de vie des centrales alimentées au charbon. Il a été établi que les centrales alimentées au charbon de Thunder Bay et Atikokan ne récupéreraient pas leurs charges d'exploitation et leurs dépenses en immobilisations ni leur valeur comptable au cours de leur durée de service résiduelle.

Au premier trimestre de 2005, OPG avait comptabilisé une dépréciation de 202 millions de dollars de sa centrale Lennox, ce qui a contribué à un bénéfice plus élevé en 2006 par rapport à 2005. Il avait été établi que la centrale Lennox, centrale à coûts variables relativement élevés, ne récupérerait pas sa valeur comptable sur le marché de l'électricité de gros dans l'avenir. Le bénéfice avait aussi baissé en 2005 en raison de la perte de valeur de 63 millions de dollars des unités 2 et 3 de la centrale nucléaire Pickering A. Compte tenu de l'étendue du travail de remise à neuf, des coûts et des risques liés à la remise en service de ces deux unités, et de l'accent mis par la Société sur l'amélioration du rendement de ses autres unités nucléaires, le conseil d'administration d'OPG a décidé que, bien que la remise en service soit possible sur le plan technique, la remise en service de ces unités n'était pas justifiée sur le plan commercial. La dépréciation reflétait la valeur comptable, y compris la construction en cours, de ces deux unités.

En 2006, une loi a été promulguée et a éliminé l'impôt des grandes sociétés et réduit les taux d'imposition futurs. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, l'impôt des grandes sociétés s'était établi à 28 millions de dollars. Au deuxième trimestre de 2006, OPG a comptabilisé une augmentation du bénéfice de 19 millions de dollars pour refléter la réduction des taux d'imposition futurs.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, le bénéfice net a inclus l'incidence de la comptabilisation des impôts sur les bénéfices des secteurs de production réglementée selon la méthode des impôts exigibles pour l'exercice entier. Le bénéfice net de l'exercice terminé le 31 décembre 2005 n'incluait l'incidence de la méthode des impôts exigibles que pour neuf mois, puisque cette méthode n'a été adoptée qu'après l'entrée en vigueur de la réglementation des tarifs le 1<sup>er</sup> avril 2005. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, OPG n'a pas comptabilisé une charge d'impôts futurs de 89 millions de dollars qui l'aurait été si OPG avait comptabilisé les impôts sur les bénéfices des secteurs de production réglementée selon la méthode axée sur le bilan. Le bénéfice net de l'exercice terminé le 31 décembre 2005 reflétait l'incidence

de la non-comptabilisation d'une charge d'impôts futurs de 157 millions de dollars. Au deuxième trimestre de 2005, dans le cadre de la transition vers la comptabilisation fondée sur la réglementation des tarifs, OPG a éliminé un solde d'actif d'impôts futurs de 74 millions de dollars lié aux secteurs à tarifs réglementés et a comptabilisé une perte extraordinaire non récurrente correspondante.

### Prix de vente moyens

Le prix moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario et les prix de vente moyens d'OPG par secteur isolable, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus pour la période du 1<sup>er</sup> avril 2005 au 31 décembre 2006, et déduction faite du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché jusqu'à la mise en application de la réglementation des tarifs le 1<sup>er</sup> avril 2005, ont été les suivants :

(¢/kWh)	2006	2005
Prix horaire moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario	4,9	7,2
Production nucléaire réglementée	4,9	4,7
Production hydroélectrique réglementée <sup>1</sup>	3,5	4,1
Production hydroélectrique non réglementée <sup>2</sup>	4,6	5,2
Production d'origine fossile non réglementée <sup>2</sup>	4,8	5,5
Prix de vente moyen d'OPG	4,6	4,9

1) Au cours de la période du 1<sup>er</sup> avril 2005 au 31 décembre 2006, la production d'électricité des centrales du secteur Production hydroélectrique réglementée a obtenu un prix fixe de 3,3 ¢/kWh pour les premiers 1 900 MWh de production pour toute heure, et le prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario pour la production excédant ce seuil.

2) Au cours de la période du 1<sup>er</sup> avril 2005 au 31 décembre 2006, 85 % de la production d'électricité des centrales non réglementées, excluant la centrale Lennox et d'autres volumes sous contrats, a été assujettie à une limite de revenus. La limite de revenus était fondée sur un prix moyen de 4,7 ¢/kWh du 1<sup>er</sup> avril 2005 au 30 avril 2006, et a été réduite à 4,6 ¢/kWh le 1<sup>er</sup> mai 2006.

Le prix de vente moyen d'OPG pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 s'est établi à 4,6 ¢/kWh comparativement à 4,9 ¢/kWh pour 2005. La diminution du prix de vente moyen d'OPG est imputable à la baisse des prix du marché au comptant de l'Ontario, en partie contrebalancée par l'incidence de l'instauration de prix réglementés et d'autres modifications réglementaires connexes avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> avril 2005.

Les prix du marché au comptant de l'Ontario ont été beaucoup moins élevés en 2006, surtout en raison d'une demande moins importante, d'un accroissement de la production d'installations à coût marginal peu élevé et d'une baisse des prix du gaz naturel.

Du fait des prix réglementés et du rabais associé à la limite de revenus, le prix de vente moyen d'OPG a continué d'être moins élevé que le prix horaire moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario.

### Production d'électricité

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, le total de la production d'électricité des centrales d'OPG s'est établi à 105,2 TWh comparativement à 108,5 TWh en 2005. La production d'électricité des centrales nucléaires a augmenté principalement en raison de la remise en service de l'unité 1

de la centrale nucléaire Pickering A en novembre 2005. Aussi, au deuxième trimestre de 2005, l'unité 4 de la centrale nucléaire Pickering A a été mise hors service pour la durée du trimestre pour permettre l'inspection et la réparation des canalisations d'alimentation. La production d'origine fossile d'OPG a subi l'incidence d'une demande d'électricité moins importante en Ontario, d'une production accrue d'autres centrales que celles d'OPG et de l'augmentation de la production d'électricité des centrales nucléaires d'OPG.

Les résultats d'OPG sont touchés par les variations de la demande résultant des fluctuations saisonnières des conditions climatiques. Le tableau qui suit présente une comparaison des degrés-jours de chauffage et de réfrigération pour les exercices terminés les 31 décembre :

	2006	2005
Degrés-jours de chauffage <sup>1</sup>		
Total pour l'exercice	<b>3 346</b>	3 749
Moyenne sur dix exercices	<b>3 626</b>	3 704
Degrés-jours de réfrigération <sup>2</sup>		
Total pour l'exercice	<b>391</b>	551
Moyenne sur dix exercices	<b>372</b>	356

1) Les degrés-jours de chauffage sont relevés les jours où la température moyenne est inférieure à 18° C et représentent la somme des écarts entre la température moyenne et 18° C pour chaque jour au cours de la période, mesurés à l'Aéroport international Pearson à Toronto.

2) Les degrés-jours de réfrigération sont relevés les jours où la température moyenne est supérieure à 18° C et représentent la somme des écarts entre la température moyenne et 18° C pour chaque jour au cours de la période, mesurés à l'Aéroport international Pearson à Toronto.

Les degrés-jours de chauffage ont diminué en 2006 comparativement à 2005, surtout en raison de températures plus élevées en Ontario au cours de l'hiver, du début du printemps et du mois de décembre 2006. Les températures plus élevées ont entraîné une baisse de la demande d'électricité en Ontario en 2006.

Les degrés-jours de réfrigération ont diminué en 2006 comparativement à 2005. L'Ontario a connu des températures moins élevées au cours de l'été de 2006 qu'à la période correspondante de 2005, ce qui a aussi entraîné une baisse de la demande d'électricité en Ontario en 2006.

### Flux de trésorerie d'exploitation

En 2006, les flux de trésorerie d'exploitation se sont établis à 397 millions de dollars, contre 1 201 millions de dollars en 2005. La diminution des flux de trésorerie d'exploitation découle surtout de revenus moins élevés avant les rabais, entraînés par la baisse des prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario, en partie contrebalancée par l'incidence de charges liées au combustible moins élevées et de la hausse des revenus autres qu'énergétiques.

### Faits nouveaux

#### Nomination du directeur de l'exploitation

En décembre 2006, OPG a annoncé la nomination de M. Pierre Charlebois à titre de directeur de l'exploitation. M. Charlebois a été chef de l'exploitation nucléaire d'OPG de décembre 2003 à novembre 2006. Cette nomination reflète l'engagement d'OPG envers l'amélioration de l'efficacité opérationnelle des activités de production nucléaire, hydroélectrique et d'origine fossile.

### Centrale Lennox

En janvier 2007, la CEO a rendu une décision approuvant un deuxième contrat de fiabilité impérative entre OPG et la SIERÉ à l'égard de la centrale Lennox, pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2006 au 30 septembre 2007. Les contrats de fiabilité impérative visent à assurer que les centrales demeurent disponibles à la production d'électricité sur demande afin de préserver la fiabilité du réseau d'électricité. Dans sa décision, la CEO a jugé approprié qu'OPG récupère les charges d'exploitation fixes et variables de la centrale Lennox qui ne sont pas récupérées à même les revenus du marché. Le contrat de fiabilité impérative est un contrat établi en fonction des coûts qui prévoit des paiements réguliers, sous réserve d'ajustements en fonction des coûts réels.

### Vision, activités de base et stratégie

Le mandat d'OPG est de produire de l'électricité de façon rentable au moyen de ses actifs de production diversifiés, en exerçant ses activités de façon sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan environnemental. Pour mener à bien son mandat et atteindre ses objectifs stratégiques, OPG est axée sur les quatre stratégies d'affaires qui suivent : améliorer le rendement des actifs de production, augmenter sa capacité de production, assurer la viabilité financière et atteindre l'excellence en matière de gouvernance d'entreprise, de sécurité, de responsabilité sociale, d'engagement social et de gestion environnementale.

### Améliorer le rendement des actifs de production

#### Actifs de production nucléaire

L'objectif stratégique d'OPG est d'exploiter les centrales nucléaires Darlington et Pickering A et B de manière sécuritaire, efficace et rentable, tout en procédant à des investissements prudents dans l'amélioration de leur fiabilité et de leur rendement d'exploitation. Pour atteindre ces objectifs, divers programmes et mesures ont été mis en œuvre afin d'améliorer la sécurité, de rehausser l'état physique et la fiabilité des unités d'exploitation, d'optimiser les indisponibilités prévues, de réduire les retards de maintenance, d'atténuer les risques technologiques au moyen d'inspections et de programmes d'essai complets, de contrôler les coûts énergétiques des unités de production, et de poursuivre la recherche de solutions aux questions démographiques créant une rareté des ressources humaines.

OPG procède actuellement à la sécurisation des unités 2 et 3 de la centrale nucléaire Pickering A pour la durée de vie résiduelle de la centrale et pour une période additionnelle de 30 ans avant son démantèlement. Ce projet comprend la vidange des réacteurs, l'enlèvement de la totalité de l'eau lourde et la reconfiguration de la centrale, y compris la salle de contrôle, en une centrale à deux unités. Ces activités doivent être menées tout en respectant des normes en matière d'énergie nucléaire, de radiologie, de sécurité industrielle et de protection de l'environnement.

Par suite d'une directive du ministère de l'Énergie en juin 2006, OPG a entamé une étude de faisabilité à l'égard de la remise à neuf de ses centrales nucléaires Pickering B et Darlington. OPG a entamé une évaluation de la faisabilité portant sur la remise à neuf de la centrale nucléaire Pickering B dans l'hypothèse de

son fonctionnement continu au-delà de 2015. L'évaluation sera constituée d'un examen systématique et complet des questions de sécurité et d'environnement et des aspects financiers et logistiques de la remise à neuf ainsi que du fonctionnement continu de la centrale nucléaire. OPG a reçu de la Commission canadienne de sûreté nucléaire («CCSN») la confirmation qu'une évaluation environnementale fédérale était nécessaire avant la remise à neuf de la centrale nucléaire Pickering B. La CCSN a l'intention d'émettre un projet de lignes directrices qui définira les points qui doivent être pris en compte et inclus dans l'évaluation environnementale. Les résultats de cette évaluation seront documentés dans un rapport d'étude d'évaluation environnementale qui sera rendu public. Le rapport d'évaluation environnementale devrait être prêt vers la fin de 2007. OPG prévoit faire une recommandation à son conseil d'administration au premier trimestre de 2008. Par la suite, l'analyse du bien-fondé économique de la remise à neuf des unités de la centrale Darlington débutera.

#### **Actifs de production hydroélectrique**

L'objectif stratégique d'OPG vise à améliorer la production de ses actifs de production hydroélectrique existants de manière efficace et efficiente. Pour atteindre cet objectif, des investissements prudents seront effectués afin de maintenir ou d'améliorer l'état, la fiabilité et l'efficacité des actifs de production hydroélectrique. Des programmes et des mesures sont en cours pour augmenter la disponibilité des centrales existantes en remplaçant l'équipement vieillissant et obsolète, en accélérant la modernisation des roues de turbine et en rehaussant les pratiques de maintenance. Des améliorations du rendement seront recherchées tout en maintenant l'accent d'OPG sur la sécurité des employés et du public, la sécurité des barrages, la gestion environnementale et les relations avec les collectivités. En 2006, la capacité hydroélectrique a augmenté de 25 MW grâce à la modernisation des roues de turbine de trois centrales hydroélectriques non réglementées. En outre, des plans sont en cours de conception pour la conversion de l'unité 7 de la centrale Sir Adam Beck pour la faire passer d'une charge de 25 cycles à 60 cycles. La conversion entraînerait une augmentation estimative de la capacité de production hydroélectrique de 58 MW, disponible au début de 2009.

#### **Actifs de production d'origine fossile**

L'objectif stratégique d'OPG est de maintenir la capacité de production de ses installations de production alimentées au charbon, tout en continuant de les exploiter conformément aux lois et règlements applicables. Pour atteindre cet objectif, diverses mesures ont été prises afin d'agir sur l'incidence de l'augmentation des démarrages et des arrêts des unités, en partie causée par le rôle que jouent les centrales à combustible fossile à titre d'installations à capacité intermédiaire et à capacité de pointe. En outre, OPG s'assurera de la conformité environnementale continue, et procédera au recrutement et au maintien en poste de membres du personnel en mesure d'offrir une expertise adéquate pour faire fonctionner et maintenir les unités jusqu'à leur fermeture.

En juin 2006, le ministère de l'Énergie a annoncé qu'en raison d'exigences additionnelles en matière de capacité pour préserver la fiabilité du réseau, des délais supplémentaires seront nécessaires à l'égard du plan de remplacement de la production alimentée au charbon d'ici 2009. Le Ministère a

ordonné à la CEO d'établir dès que possible la meilleure façon de remplacer la production alimentée au charbon et a recommandé diverses mesures efficaces visant à réduire les émissions atmosphériques générées par la production alimentée au charbon. Dans sa publication de novembre 2006 intitulée Ontario's Integrated Power System Plan, Discussion Paper 7: Integrating the Elements – A Preliminary Plan, la CEO précise que la production alimentée au charbon pourrait être remplacée d'ici 2011-2012. Le rapport précise aussi que, pour des raisons de fiabilité, il serait toutefois prudent de conserver environ 3 000 MW de capacité alimentée au charbon jusqu'en 2014 en cas de délais dans l'obtention d'autres ressources. Les plans d'atténuation des incidences environnementales de la production alimentée au charbon qui demeure en service sont actuellement à l'étude.

Les programmes de maintenance et les mesures d'amélioration du rendement des centrales alimentées au charbon d'OPG dont la fermeture hâtive était considérée comme appropriée ont été réévalués en supposant une prolongation de l'exploitation de ces centrales. Plusieurs mesures environnementales ont aussi été mises en œuvre aux centrales Nanticoke et Lambton à l'égard de plusieurs questions clés comme les particules, la consommation spécifique de chaleur, la température de l'eau et la réduction du bruit. Le report de la fermeture des centrales alimentées au charbon a entraîné un examen plus approfondi des besoins et des stratégies en matière de main-d'œuvre, y compris des mesures de recrutement afin de maintenir la capacité d'exploitation des centrales.

#### **Augmenter la capacité de production d'OPG**

La stratégie d'OPG à l'égard de l'augmentation de sa capacité de production est d'étendre, de développer et d'améliorer sa capacité de production hydroélectrique par l'agrandissement et le redéveloppement de ses sites existants, de même que par la réalisation de nouveaux projets lorsqu'il est possible de le faire. En outre, OPG, en collaboration avec son actionnaire, prévoit augmenter sa capacité de production en explorant et en développant, là où il est possible de le faire, des projets de production d'origine gazière et nucléaire en Ontario. OPG fera ces investissements seule ou par l'intermédiaire de partenariats. OPG participe actuellement aux projets de production d'origine hydroélectrique, gazière et nucléaire qui suivent.

#### **Tunnel de Niagara**

Le projet du tunnel de Niagara augmentera la quantité d'eau s'écoulant dans les turbines existantes des centrales Sir Adam Beck d'OPG à Niagara, permettant aux centrales d'utiliser l'eau plus efficacement. La production moyenne annuelle devrait augmenter d'environ 1,6 TWh.

En septembre 2006, l'assemblage sur place du tunnelier a été achevé et l'excavation du tunnel a commencé. La configuration de la prise d'eau a nécessité le remplacement du mur d'accélération existant et l'installation d'un batardeau cellulaire, qui ont été achevés en 2006. Le projet devrait être achevé à la fin de 2009.

Le coût du projet devrait s'élever à environ 985 millions de dollars. Les dépenses en immobilisations du projet pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 se sont fixées à 161 millions de dollars, et les dépenses en immobilisations depuis le commencement du projet à ce jour s'élèvent à environ 244 millions de dollars. Le projet est financé par emprunt par

l'intermédiaire de la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario («SFIÉO»).

#### **Lac Seul**

OPG procède à la construction d'une nouvelle centrale hydroélectrique de 12,5 MW sur la rivière English. La nouvelle centrale du Lac Seul utilisera une grande partie du déversement provenant actuellement de la centrale existante Ear Falls, ce qui augmentera donc l'ensemble de l'efficacité, de la capacité et de la production d'énergie à cet emplacement. Un contrat de conception-construction a été octroyé et la construction a commencé au premier trimestre de 2006, la mise en service étant prévue pour le quatrième trimestre de 2007. Le coût total du projet devrait s'établir à 47 millions de dollars.

En 2006, le tunnel d'adduction d'eau, l'excavation du canal de fuite et le batardeau de prise d'eau ont pratiquement été achevés. La fondation et l'enveloppe de la centrale ont été achevées en janvier 2007. Les principaux sous-ensembles ont été livrés sur le site et le travail préalable à l'installation a commencé. Les dépenses en immobilisations de projet pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 se sont établies à environ 24 millions de dollars et les dépenses en immobilisations à ce jour s'établissent à environ 27 millions de dollars. OPG a négocié le financement par emprunt du projet avec la SFIÉO et des pourparlers sont en cours avec l'OEO pour un contrat visant la production de la nouvelle installation.

#### **Rivière Lower Mattagami**

En mai 2006, OPG a présenté des options de développement à la Province destinées à augmenter la capacité de production de quatre centrales hydroélectriques sur la rivière Lower Mattagami. La capacité additionnelle liée à ces options va d'environ 140 MW à environ 450 MW.

En mai 2006, OPG a reçu du ministère de l'Énergie une lettre lui ordonnant de procéder immédiatement à la phase de définition d'un ajout de 450 MW comprenant le remplacement de la centrale Smoky Falls et l'agrandissement des centrales Little Long, Harmon et Kipling, toutes situées sur la rivière Lower Mattagami. OPG a aussi reçu instruction d'entrer en pourparlers avec le personnel du Ministère à l'égard d'une convention d'achat d'énergie.

Au cours de la deuxième moitié de 2006, OPG a procédé à des consultations avec les intervenants des Premières Nations, à l'établissement d'exigences pour les études environnementales, à des pourparlers avec Hydro One à l'égard de la mise à niveau de lignes de transport et à la conception des spécifications détaillées du projet. En outre, OPG a reçu les documents de sélection préalable de trois proposant en conception-construction de même que de quatre fournisseurs d'équipement «centrale-réseau» pour la fourniture et l'installation du matériel de production requis pour le projet, et est en train de les examiner.

#### **Portlands Energy Centre**

OPG a créé un partenariat avec TransCanada Energy Ltd. («TransCanada»), par l'intermédiaire de Portlands Energy Centre L.P. («PEC»), afin de poursuivre l'aménagement d'une centrale alimentée au gaz naturel, à cycle combiné, de 550 MW sur le site de l'ancienne centrale R.L. Hearn, près du centre-ville de Toronto. OPG détient une participation de 50 % dans la coentreprise.

Pendant le premier trimestre de 2006, la Province a ordonné à l'OEO de négocier une convention avec PEC visant l'achat d'électricité. PEC a signé un contrat d'approvisionnement accéléré d'énergie propre («AAÉP») de 20 ans avec l'OEO au troisième trimestre de 2006. PEC a signé un contrat de conception-achat-construction visant la construction de la centrale, et la construction a commencé en 2006. PEC devrait être en exploitation en mode de cycle simple avec une capacité pouvant atteindre 340 MW à temps pour répondre à la demande de pointe de l'été à compter du 1<sup>er</sup> juin 2008. La centrale devrait être achevée et entièrement opérationnelle au deuxième trimestre de 2009, avec une capacité de production pouvant atteindre 550 MW en mode de cycle combiné. Le coût en capital de PEC est estimé à 730 millions de dollars, excluant les intérêts capitalisés. Une part importante du coût en capital a trait à ce contrat.

La quote-part d'OPG des dépenses en immobilisations du projet pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 s'est établie à environ 97 millions de dollars. OPG a négocié un financement avec la SFIÉO à l'égard de sa participation dans le projet.

#### **Site Lakeview**

OPG poursuit le déclassement et la démolition de la centrale alimentée au charbon Lakeview, ayant fermé la centrale en 2005 après plus de 40 ans de service. OPG examine la possibilité d'aménager une centrale alimentée au gaz naturel sur le site. La construction d'une nouvelle centrale n'aurait lieu qu'après l'obtention des approbations nécessaires et la signature d'une convention d'achat d'énergie.

#### **Nouvelles unités de production nucléaire**

Comme le lui a ordonné le ministère de l'Énergie en juin 2006, OPG a entamé le processus d'approbations avec la CCSN en septembre 2006 en déposant auprès de la CCSN une demande de permis visant la préparation d'un emplacement pour de nouvelles unités de production nucléaire sur le site de production nucléaire Darlington d'OPG. La CCSN procédera à l'examen de la demande d'OPG et établira les exigences pour les études environnementales.

#### **Viabilité financière**

En ce qui a trait aux objectifs financiers stratégiques d'OPG, son mandat, comme il a été approuvé par son actionnaire, énonce qu'à titre de société établie en vertu de la Loi sur les sociétés par actions de l'Ontario chargée d'un mandat commercial, OPG exercera ses activités en vue du maintien de sa viabilité financière et préservera la valeur de ses actifs pour son actionnaire, la Province. De plus, pour faciliter la transition vers un modèle de viabilité financière, tout nouveau projet de production important approuvé par le conseil d'administration d'OPG et convenu ou ordonné par l'actionnaire pourra bénéficier d'un soutien financier de la Province, le cas échéant, au gré de la Province.

À titre d'entreprise commerciale, OPG a comme priorité financière de réaliser un rendement financier durable. Cette priorité repose sur l'objectif de s'assurer que des fonds suffisants sont disponibles pour atteindre les objectifs stratégiques d'OPG en matière d'amélioration du rendement de ses actifs de production et d'augmentation de sa capacité de production.

OPG a mis en œuvre un certain nombre de stratégies pour réaliser un rendement financier durable, tout en maximisant les flux de trésorerie d'exploitation. La capacité d'OPG d'augmenter ses revenus est restreinte puisqu'elle reçoit des prix réglementés pour l'électricité produite par ses centrales nucléaires et la plupart de ses centrales hydroélectriques de base, et la majeure partie de la production de ses autres actifs de production est assujettie à une limite de revenus. Compte tenu de cette contrainte, les activités d'OPG sont axées vers la mise en œuvre de mesures de gestion des coûts efficace qui comprennent l'optimisation de la gestion des ressources disponibles et la conception et la mise en œuvre de programmes de réduction des coûts. Ces mesures seront soutenues par les investissements additionnels nécessaires à la poursuite de l'amélioration du rendement et de la fiabilité des actifs de production vieillissants d'OPG.

Dans la mesure où des fonds additionnels, autres que ceux provenant de l'exploitation, sont nécessaires à la réalisation de ses objectifs stratégiques visant l'amélioration du rendement de ses actifs de production et l'augmentation de sa capacité de production, OPG a l'intention de continuer à rechercher des occasions de diversification de ses sources de financement et à rehausser son accès à des capitaux efficaces. En raison de contraintes prévues au chapitre des liquidités en 2007, OPG est en pourparlers avec son actionnaire au sujet d'options qui pourraient l'assurer de la disponibilité de sources de financement appropriées pour financer ses besoins d'exploitation continus et l'aménagement de nouvelles installations de production. En s'assurant un accès à du financement efficace et en maintenant des notes de crédit de première qualité, OPG conservera son statut de placement commercial viable à long terme.

### **Excellence en matière de gouvernance d'entreprise, de sécurité, de responsabilité sociale, d'engagement social et de gérance environnementale**

Un autre objectif stratégique d'OPG énoncé dans son mandat consiste à exercer ses activités conformément aux normes d'affaires les plus élevées qui soient, y compris, sans s'y limiter, en matière de gouvernance d'entreprise, de sécurité et de développement durable.

#### **Gouvernance**

Le conseil d'administration d'OPG est constitué de personnes ayant de solides compétences en gestion et restructuration de grandes entreprises, en gestion et exploitation de centrales nucléaires, en gestion de sociétés à prédominance de capital, et en surveillance des relations avec les organismes de réglementation et les gouvernements, et des relations publiques. Le conseil d'administration a établi un certain nombre de comités appelés à se pencher sur des questions cruciales à la réussite de la Société.

La stratégie d'OPG en matière de gouvernance d'entreprise consiste à améliorer sans cesse les politiques et les procédures utilisées pour gérer la Société afin d'augmenter la valeur pour l'actionnaire et d'assurer la viabilité financière. OPG continue de mettre en œuvre des mesures visant l'amélioration des pratiques de gouvernance d'entreprise conformément aux exigences réglementaires existantes de la Commission des

valeurs mobilières de l'Ontario («CVMO»), dans le but de renforcer la Société. Ces mesures sont décrites dans la section portant sur la gouvernance d'entreprise aux pages 56 à 66.

#### **Sécurité**

OPG s'engage à atteindre une excellente performance en matière de sécurité de même qu'à s'efforcer de s'améliorer continuellement dans le but de réduire au minimum les blessures. Un objectif primaire consiste à atteindre l'excellence en matière de sécurité à l'égard du personnel et du public au moyen de l'élaboration et de la mise en œuvre de systèmes de gestion de la sécurité en bonne et due forme, de programmes d'atténuation de risques ciblés et de l'engagement de la Société à l'égard de la sécurité. La surveillance et la communication continues fournissent à la direction de l'information sur l'efficacité des mesures de gestion de la sécurité, sur la conformité aux exigences des lois et de l'entreprise et sur l'évolution de la performance en matière de sécurité. Les activités de surveillance comprennent les vérifications internes et externes des systèmes de gestion de la sécurité, les vérifications des codes de protection du travail et les évaluations précises du risque en matière de sécurité opérationnelle. OPG dispose aussi d'un système rigoureux de gestion des incidents, qui exige que tous les incidents, y compris les accidents évités de justesse, soient rapportés et fassent l'objet d'une enquête, et que des plans de mesures correctives soient élaborés afin d'éviter qu'ils ne se répètent.

Un programme de gestion à l'intention des entrepreneurs assure que ces derniers contribuent à la solide culture de sécurité d'OPG et maintiennent un niveau de sécurité égal à celui des employés d'OPG. Des mesures ont été mises en œuvre pour traiter des questions concernant la sécurité des jeunes travailleurs au sein d'OPG et des collectivités dans lesquelles nous exerçons nos activités. L'engagement à l'égard de la sécurité du public constitue un aspect important de l'exploitation de ses centrales, y compris les normes établies dans le domaine de la sécurité des voies navigables publiques.

OPG mesure sa performance en matière de sécurité principalement au moyen de deux indicateurs, soit le taux de gravité des accidents et le taux d'accidents avec blessures. Le taux de gravité des accidents est une mesure qui correspond au nombre de jours perdus en raison de blessures. En 2006, OPG a perdu 5,87 jours de travail par 200 000 heures travaillées comparativement à 2,03 en 2005. Bien que le nombre de blessures subies par les employés ait été semblable à celui de 2005, les blessures ont été plus graves, entraînant une augmentation du nombre de jours de récupération nécessaires avant le retour au travail des employés. Le taux d'accidents avec blessures donne une mesure de la fréquence des blessures entraînant du temps perdu ou nécessitant des soins médicaux. En 2006, OPG a relevé 1,30 blessure par 200 000 heures travaillées comparativement à 1,33 en 2005.

#### **Développement durable**

L'objectif d'OPG est de devenir une société de développement durable en atteignant un équilibre entre la croissance financière, la responsabilité sociale et la gérance environnementale. OPG est déterminée à réduire au minimum l'incidence de ses activités sur l'environnement, à exploiter ses installations de manière sécuritaire, fiable et responsable, et à être un membre

engagé et productif des collectivités qui l'accueillent. Les activités de développement durable d'OPG peuvent être divisées en deux catégories : gérance environnementale et responsabilité sociale de l'entreprise.

#### Gérance environnementale

La politique environnementale d'OPG énonce que «OPG cherchera à constamment améliorer sa gestion environnementale» et que la politique environnementale est un élément important de l'engagement d'OPG envers le développement durable. Cette politique engage OPG à respecter toutes les exigences légales et les engagements volontaires, avec pour objectif de surpasser ces normes lorsqu'il est approprié et possible de le faire. D'autres objectifs comprennent l'intégration de facteurs environnementaux dans la planification d'affaires et la prise de décisions de même que le maintien dans ses centrales de systèmes de gestion environnementale conformes à la norme ISO 14001. De plus amples renseignements sur les émissions dans l'environnement et la conformité aux lois environnementales sont inclus dans la section Gestion des risques – Risque lié à l'environnement.

OPG utilise un certain nombre d'indicateurs de la performance pour contrôler la performance sur le plan environnemental, y compris l'anhydride sulfureux («SO<sub>2</sub>») et l'oxyde d'azote («NO<sub>x</sub>»). En 2006, les émissions de gaz acides (SO<sub>2</sub> et NO<sub>x</sub>) se sont établies à 118 gigagrammes (Gg), comparativement à 153 Gg en 2005. La réduction des émissions a principalement découlé d'une production d'origine fossile moins importante en 2006 surtout en raison de la baisse de la demande d'électricité en Ontario, du rendement amélioré de l'équipement de réduction catalytique sélective installé aux centrales de production d'origine fossile Nanticoke et Lambton d'OPG et de l'utilisation de combustibles à teneur en soufre moins élevée dans les centrales de production d'origine fossile d'OPG.

#### Responsabilité sociale de l'entreprise

Contribuer à la qualité de vie des collectivités au sein desquelles les sociétés exercent leurs activités est une responsabilité sociale et représente une attente de la part des collectivités. OPG s'engage à être une entreprise citoyenne active et de qualité en renforçant ses relations avec les collectivités qui accueillent le réseau de production d'OPG. À l'échelle de la Société, de même qu'au moyen des actions de ses employés, OPG joue un rôle important au sein des collectivités locales en offrant du temps et des ressources. Le programme d'engagement social d'OPG fournit un appui financier et en nature à des organismes de bienfaisance enregistrés ainsi qu'à des organismes environnementaux, éducatifs et communautaires sans but lucratif dont les actions reflètent les valeurs d'OPG. Les employés donnent des fonds dans le cadre d'une campagne de bienfaisance annuelle ainsi que leur temps, leurs connaissances et leur énergie au moyen de nombreuses activités bénévoles personnelles.

OPG s'est engagée à faire preuve d'ouverture et de transparence dans ses communications avec les collectivités, ce qui se traduit par des rapports d'exploitation et financiers distribués en temps opportun et préparés de manière à ce que les utilisateurs puissent facilement les comprendre.

## **Capacité de produire des résultats**

### **Situation de trésorerie et sources de financement**

La situation financière d'OPG est demeurée stable tout au long de 2006 par suite de la mise en application des modifications réglementaires instaurées en 2005. Au cours de l'exercice, OPG a remboursé une tranche de 806 millions de dollars de sa dette à long terme arrivant à échéance. En outre, un nouveau financement par emprunt consenti a été obtenu à l'égard de la participation d'OPG dans le projet Portlands Energy Centre et le projet de centrale du Lac Seul par la SFIÉO sous la forme d'une dette à long terme comportant des modalités et des taux commerciaux.

Les besoins en liquidités sont principalement comblés par une facilité de crédit syndiquée bancaire selon laquelle OPG émet des effets de commerce pour financer ses besoins à court terme et par un certain nombre d'arrangements financiers conclus avec la SFIÉO. En raison de contraintes prévues au chapitre des liquidités en 2007, OPG est en pourparlers avec son actionnaire et la SFIÉO au sujet d'options qui pourraient assurer la disponibilité de sources de financement appropriées pour financer ses besoins d'exploitation continus et l'aménagement de nouvelles installations de production.

### **Actifs de production**

OPG a augmenté la capacité de production de ses centrales hydroélectriques et a prolongé leur durée de service au moyen d'investissements en capital importants visant le remplacement de matériel vieillissant, la modernisation des roues de turbines et l'automatisation des centrales, ainsi que le rehaussement des procédés de maintenance. Des programmes ont été mis en œuvre pour améliorer davantage les centrales hydroélectriques, qui sont déjà exploitées avec un degré élevé d'efficacité et de disponibilité.

OPG continue de mettre en œuvre des mesures visant l'amélioration de la fiabilité et de la prévisibilité de chacune des centrales nucléaires. Ces mesures sont conçues pour tenir compte d'exigences technologiques et de risques particuliers à chacune des centrales nucléaires d'OPG. La centrale nucléaire Darlington est la centrale la plus récemment construite et affiche le plus haut degré de fiabilité. Les deux unités d'exploitation de la centrale nucléaire Pickering A ont récemment été remises à neuf et sont en bon état matériel. Des programmes sont en cours à la centrale nucléaire Pickering B pour atténuer les risques technologiques et améliorer son état et sa performance.

OPG continuera de maintenir la fiabilité et la capacité de production de ses centrales alimentées au charbon jusqu'à leur date prévue de fermeture.

OPG dispose d'un certain nombre de sites possibles pour l'aménagement de nouveaux actifs de production en Ontario. L'achèvement des activités de déclassement de la centrale Lakeview d'OPG fournira un site à moderniser pouvant permettre l'aménagement d'une capacité de production additionnelle dans la région du Grand Toronto.

En plus des facteurs analysés dans la présente rubrique, la capacité d'OPG de produire des résultats est tributaire des facteurs analysés dans la rubrique Gestion des risques.

### Main-d'œuvre qualifiée

Au 31 décembre 2006, OPG comptait environ 11 500 employés réguliers. OPG dispose d'une vaste expérience dans l'exploitation et la maintenance de centrales par l'entremise de ses techniciens formés et qualifiés. En raison de son personnel vieillissant, le défi d'OPG est d'attirer et de maintenir en poste du personnel qualifié pour remplacer les employés qui partent à la retraite. Environ 35 % des membres du personnel d'OPG étaient âgés de plus de 50 ans au 31 décembre 2006. OPG a lancé un programme complet de planification des ressources et de la relève en réaction aux questions démographiques que pose le pourcentage élevé d'employés qui seront admissibles à la retraite au cours des cinq prochains exercices, de même qu'aux difficultés de recrutement amenées par la fermeture annoncée des centrales alimentées au charbon.

La convention collective de la Société avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique est en vigueur jusqu'au 31 mars 2009 et la convention collective intervenue avec la Society of Energy Professionals arrive à échéance le 31 décembre 2010. Au 31 décembre 2006, environ 90 % de la main-d'œuvre régulière de la Société était représentée par des conventions collectives.

### Tendances du marché de l'électricité de l'Ontario

La SIERÉ de l'Ontario a observé que 151 TWh d'énergie ont été consommés en Ontario en 2006, ce qui représente une diminution de 3,8 % par rapport aux 157 TWh consommés en 2005. Les installations d'OPG ont produit 70 % de l'électricité consommée en Ontario en 2006. La combinaison d'une hausse de l'offre et d'une baisse de la demande d'électricité en Ontario en 2006 a entraîné le prix moyen pondéré horaire annuel sur le marché au comptant de l'Ontario le plus bas depuis l'ouverture du marché de l'électricité en 2002. Le prix moyen pondéré de 2006 s'est établi à 4,9 ¢/kWh, soit une diminution de plus de 30 % comparativement à 7,2 ¢/kWh en 2005.

Pour ce qui est de la demande d'électricité, un nouveau record sans précédent de 27 005 MW a été établi en Ontario le 1<sup>er</sup> août 2006. Cette demande record a surpassé la pointe précédente de 26 160 MW établie en 2005. Toutefois, malgré la demande de pointe record de 2006, le total de l'électricité consommée a baissé en 2006 comparativement à 2005. La SIERÉ a observé que les centrales nucléaires de l'Ontario ont augmenté leur production de 3 % pour la faire passer à 84 TWh et ont fourni 54 % de l'offre d'électricité de l'Ontario. La production hydroélectrique est demeurée stable à 22 %, ou 35 TWh. La production d'électricité des centrales alimentées au charbon a diminué de 3 % par rapport à 2005, fournissant 16 %, ou 25 TWh, de la totalité de l'électricité produite en Ontario. D'autres combustibles, y compris le pétrole, le gaz et d'autres sources, ont fourni la tranche résiduelle de 8 % de la consommation ontarienne en électricité.

Dans le document intitulé 18-Month Outlook publié par la SIERÉ le 21 décembre 2006, cette dernière a indiqué que la capacité installée existante de production d'électricité en Ontario était de 31 189 MW, soit une augmentation de 558 MW comparativement à 2005. La capacité de production d'électricité

d'OPG en service à la fin de 2006 s'établissait à 22 147 MW, ou 71 % de la capacité ontarienne. La demande de pointe prévue pour l'été 2007, compte tenu de conditions climatiques normales, a été estimée à 25 658 MW. La SIERÉ a déclaré que, pour les 18 prochains mois, les perspectives à l'égard de l'équilibre entre l'offre et la demande demeurent positives en raison de la combinaison d'une capacité de production d'électricité additionnelle de 1 000 MW et de prévisions à la baisse quant à la croissance de la consommation d'énergie et à la demande de pointe. Les nouvelles sources d'offre d'électricité comprennent deux centrales alimentées au gaz qui contribueront à préserver la fiabilité dans la région du Grand Toronto et ses alentours. La première phase de la centrale alimentée au gaz naturel Goreway Station devrait être mise en service avant l'été de 2007, et la première phase du Portlands Energy Centre devrait être mise en service avant l'été de 2008.

Les prévisions de la SIERÉ en matière de consommation d'énergie en 2007 s'établissent à 155 TWh, ce qui représente une augmentation d'environ 2,5 % par rapport à la consommation de 2006. La baisse importante des prix de vente moyens de l'électricité en 2006 a eu une forte incidence sur les revenus d'OPG. Les prix de l'électricité ne devraient pas augmenter de beaucoup en 2007 par rapport à 2006.

Les prix du combustible peuvent avoir une incidence marquée sur les revenus et la marge brute, tant sur le plan du prix de la marchandise sous-jacente que sur le plan du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien. En 2006, les prix au comptant du charbon, du gaz naturel et du pétrole des Appalaches et du bassin Powder River ont affiché de légères baisses et des hausses modérées. OPG a un programme de couverture des combustibles, qui comprend des contrats à prix fixes et indexés de combustibles fossiles et nucléaires, de même que des dérivés sur marchandises. Des produits dérivés de change servent à gérer le risque lié aux achats prévus libellés en dollars américains.

En mars 2007, le plan pour le réseau d'électricité intégré de l'Ontario, préparé par l'OEO, sera présenté à la CEO aux fins d'examen et d'approbation. Le plan décrira les investissements nécessaires en matière de conservation, de production et de transport pour les trois à cinq prochaines années, précisera le travail préalable requis pour les cinq prochaines années et donnera un aperçu des orientations de développement du réseau d'électricité pour le reste de la période de planification.

### Secteurs d'activité

Avant la mise en application de la réglementation des tarifs, OPG avait deux secteurs d'activité isolables, soit Production et Commercialisation de l'énergie. Une catégorie distincte, Secteur non énergétique et autres, englobait les revenus d'exploitation et certains coûts non affectés à ses secteurs d'activité.

Avec la mise en application de la réglementation des tarifs, OPG a révisé ses secteurs isolables pour refléter de façon distincte ses activités réglementées et non réglementées. Depuis le deuxième trimestre de 2005, OPG présente ses secteurs d'activité selon la production nucléaire réglementée, la production hydroélectrique réglementée et la production non réglementée. À compter du premier trimestre de 2006, OPG a divisé le secteur d'exploitation des activités de production non

réglementée en deux secteurs isolables, soit la production d'origine fossile non réglementée et la production hydroélectrique non réglementée, en raison de modifications apportées à la structure de gestion de ces secteurs. Les résultats des périodes correspondantes ont été reclassés afin de refléter la présentation modifiée.

OPG a conclu divers contrats de vente d'énergie et contrats de vente connexes avec ses clients afin de couvrir le risque lié aux fluctuations du prix de l'électricité du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario. Les contrats qui sont désignés à titre de couverture des revenus tirés de la production d'OPG sont inclus dans les revenus tirés de la production d'électricité dans chaque secteur jusqu'au 31 mars 2005, et dans les secteurs Production hydroélectrique non réglementée et Production d'origine fossile non réglementée après cette date. Les gains et les pertes liés à ces opérations de couverture sont portés en résultat pendant la durée du contrat lorsque l'opération sous-jacente a lieu.

#### **Production nucléaire réglementée**

Le secteur Production nucléaire réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales nucléaires qu'OPG détient et exploite. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales nucléaires Pickering A et B et Darlington. Ce secteur comprend aussi les revenus aux termes d'une entente de location avec Bruce Power liée aux centrales nucléaires Bruce. Cette entente comprend un revenu locatif et les revenus tirés de l'analyse et de la conception techniques et des services connexes et techniques. Des revenus sont aussi tirés de la vente d'isotopes et de services connexes. Les revenus connexes sont gagnés au moyen des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive.

#### **Production hydroélectrique réglementée**

Le secteur Production hydroélectrique réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant de la plupart des centrales hydroélectriques de base d'OPG. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, et les installations hydroélectriques R.H. Saunders. Le secteur Production hydroélectrique réglementée comprend aussi les revenus connexes gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services connexes, y compris les services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid et des services de réglage de production automatique.

#### **Production hydroélectrique non réglementée**

Le secteur Production hydroélectrique non réglementée exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales hydroélectriques qui n'est pas soumise à la réglementation des tarifs. Le secteur Production hydroélectrique non réglementée comprend aussi les revenus connexes gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services connexes, y compris les services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid et

des services de réglage de production automatique, et les revenus d'autres services.

#### **Production d'origine fossile non réglementée**

Le secteur Production d'origine fossile non réglementée exerce ses activités en Ontario, lesquelles consistent en la production et la vente de l'électricité produite par les centrales à combustible fossile, qui n'est pas soumise à la réglementation des tarifs. Le secteur Production d'origine fossile non réglementée comprend aussi les revenus connexes gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services connexes, y compris les services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des services de réglage de production automatique et les revenus d'autres services.

#### **Divers**

Le secteur Divers comprend les revenus qu'OPG tire de sa participation de 50 % dans la coentreprise de Brighton Beach Power Limited Partnership («Brighton Beach») relativement à une convention de conversion énergétique entre Brighton Beach et Coral Energy Canada Inc. («Coral»). Les revenus et les charges liés aux activités de négociation et autres activités autres que de couverture d'OPG sont aussi inclus dans le secteur Divers. Dans le cadre de ces activités, OPG effectue des opérations essentiellement à court terme, d'un an ou moins, avec des contreparties de l'Ontario et des marchés d'électricité avoisinants. Ces activités se rapportent essentiellement à l'énergie physique, qui est achetée et vendue aux limites de la province d'Ontario, et à la vente de produits de gestion des risques financiers et de produits liés à l'énergie. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont comptabilisés à titre d'actifs ou de passifs à leur juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées dans les autres revenus à titre de gains ou de pertes. En outre, le secteur Divers comprend les revenus tirés des locations immobilières.

#### **Indicateurs clés de la production et du rendement financier**

Les indicateurs de rendement clés qui sont directement liés au mandat et aux stratégies d'affaires d'OPG sont les mesures de l'efficacité de la production, de la rentabilité et de la performance sur le plan environnemental. OPG évalue le rendement de ses centrales à l'aide de divers indicateurs de rendement clés, qui varient selon la technologie de production. Ces indicateurs sont définis dans la présente rubrique et sont analysés dans la rubrique Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité.

#### **Facteur de capacité des unités nucléaires**

Les centrales nucléaires d'OPG fonctionnent à titre d'installations de base en raison de leurs faibles coûts marginaux et ne sont pas conçues pour les niveaux de production variables qui répondent aux demandes de pointe. Le facteur de capacité des unités nucléaires est une mesure clé de la performance des centrales nucléaires. Il s'agit de la quantité d'énergie produite par les unités sur une période donnée, ajustée en fonction de contraintes externes comme les limites liées au transport ou à la demande, exprimée en pourcentage

de la quantité d'énergie qui aurait été produite au cours de la même période si la production des unités avait été optimale. Les facteurs de capacité sont principalement touchés par les indisponibilités prévues et fortuites de la production. Les facteurs de capacité selon la définition de l'industrie excluent les cas de non-disponibilité liée au réseau.

**Taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales à combustible fossile et les centrales hydroélectriques**

Les centrales à combustible fossile d'OPG fournissent une source d'énergie souple et fonctionnent comme installations de charge de base, à capacité intermédiaire et à capacité de pointe selon leurs caractéristiques. Les centrales hydroélectriques d'OPG fonctionnent principalement à titre d'installations de charge de base et fournissent une source d'énergie renouvelable fiable et à faible coût. Une mesure clé de la fiabilité des centrales à combustible fossile et des centrales hydroélectriques est leur capacité à produire de l'électricité sur demande. Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente est un indice de la fiabilité de l'unité de production obtenu en comparant la proportion de temps d'indisponibilité fortuite d'une unité de production, y compris tout déclassement fortuit, avec la proportion de temps d'exploitation disponible de l'unité de production.

**Disponibilité hydroélectrique**

La disponibilité hydroélectrique est une mesure de la fiabilité d'une unité de production hydroélectrique représentée par le pourcentage du temps, au cours d'une période, pendant lequel une unité est en mesure d'offrir sa production, qu'elle soit en service ou non, comparativement à la durée totale de la période.

**Coût énergétique de l'unité de production nucléaire**

Le coût énergétique de l'unité de production nucléaire est utilisé pour mesurer les coûts de production liés à l'exploitation des actifs de production nucléaire d'OPG. Le coût énergétique de l'unité de production nucléaire correspond au coût du combustible nucléaire, aux charges d'exploitation,

de maintenance et d'administration, y compris les coûts organiques répartis, et aux coûts variables liés à l'évacuation du combustible et de déchets nucléaires de faible activité et d'activité moyenne, divisés par le total de l'énergie produite.

**Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des centrales hydroélectriques par MWh**

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des centrales hydroélectriques par MWh sont utilisées pour mesurer la rentabilité des centrales hydroélectriques. Cette mesure correspond au total des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des centrales hydroélectriques, y compris les coûts non sectoriels répartis, divisés par la production hydroélectrique.

**Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des centrales à combustible fossile par MW**

Puisque les centrales à combustible fossile sont principalement utilisées au cours des périodes de demande intermédiaire et de pointe, la rentabilité de ces centrales est mesurée en fonction du total des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, y compris les coûts non sectoriels répartis, divisés par le total de la capacité nominale de la centrale.

**Autres indicateurs clés**

En plus des indicateurs de performance et de rentabilité, OPG a cerné certains indicateurs environnementaux. Ces indicateurs sont analysés à la rubrique Gestion des risques.

**Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité**

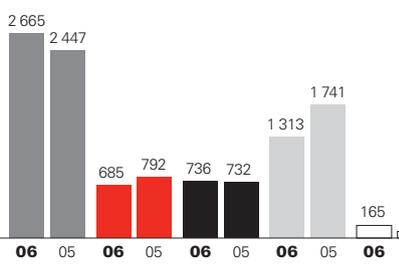
Cette rubrique présente un sommaire des résultats clés d'OPG par secteur pour les exercices terminés les 31 décembre 2006 et 2005. Bien que le règlement en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario) ait pris effet le 1<sup>er</sup> avril 2005, les résultats de tout l'exercice 2005 ont été reclassés conformément à la définition des secteurs d'activité. Les résultats d'exploitation du premier trimestre de 2005 avant

Exercices terminés les 31 décembre

**Revenus, déduction faite des rabais associés à la limite de revenus et à l'entente d'atténuation de l'emprise sur le marché par secteur**

(en millions de dollars)

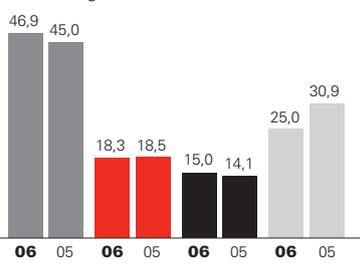
- Production nucléaire réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Production hydroélectrique non réglementée
- Production d'origine fossile non réglementée
- Divers



**Production d'électricité par secteur**

(en TWh)

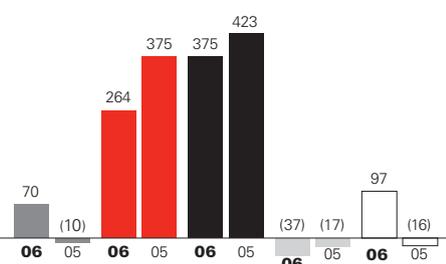
- Production nucléaire réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Production hydroélectrique non réglementée
- Production d'origine fossile non réglementée



**Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire par secteur**

(en millions de dollars)

- Production nucléaire réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Production hydroélectrique non réglementée
- Production d'origine fossile non réglementée
- Divers



l'entrée en vigueur de la réglementation des tarifs reflètent un environnement économique très différent de celui qui a prévalu après l'entrée en vigueur de la réglementation des tarifs.

Le tableau qui suit présente un sommaire des revenus, du bénéfice et des indicateurs clés de production et de rendement par secteur d'activité :

(en millions de dollars)	2006	2005
<b>Revenus, déduction faite des rabais associés à la limite de revenus et à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché</b>		
Production nucléaire réglementée	2 665	2 447
Production hydroélectrique réglementée	685	792
Production hydroélectrique non réglementée	736	732
Production d'origine fossile non réglementée	1 313	1 741
Divers	165	86
	<b>5 564</b>	5 798
<b>Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire</b>		
Production nucléaire réglementée	70	(10)
Production hydroélectrique réglementée	264	375
Production hydroélectrique non réglementée	375	423
Production d'origine fossile non réglementée	(37)	(17)
Divers	97	(16)
	<b>769</b>	755
<b>Production d'électricité (TWh)</b>		
Production nucléaire réglementée	46,9	45,0
Production hydroélectrique réglementée	18,3	18,5
Production hydroélectrique non réglementée	15,0	14,1
Production d'origine fossile non réglementée	25,0	30,9
Total de la production d'électricité	<b>105,2</b>	108,5
<b>Facteur de capacité des unités nucléaires (pour cent)</b>		
Darlington	88,7	90,6
Pickering A	72,0	69,9
Pickering B	75,2	77,7
<b>Taux d'indisponibilité fortuite équivalente (pour cent)</b>		
Production hydroélectrique réglementée	1,5	1,2
Production hydroélectrique non réglementée	1,9	1,4
Production d'origine fossile non réglementée	14,1	15,9
<b>Disponibilité (pour cent)</b>		
Production hydroélectrique réglementée	94,2	92,7
Production hydroélectrique non réglementée	92,4	92,2
<b>Coût énergétique de l'unité de production nucléaire (\$/MWh)</b>	42,87	40,24
<b>Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique réglementée par MWh (\$/MWh)</b>	5,01	4,23
<b>Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique non réglementée par MWh (\$/MWh)</b>	12,63	10,55
<b>Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production d'origine fossile non réglementée par MW (K\$/MW)</b>	61,1	53,0

**Production nucléaire réglementée**

(en millions de dollars)	2006	2005
Revenus, déduction faite du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	2 665	2 447
Combustible	122	115
Marge brute	2 543	2 332
Exploitation, maintenance et administration	1 967	1 804
Amortissement	343	359
Augmentation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires due à la désactualisation	490	467
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(371)	(381)
Impôt foncier et impôt sur le capital	44	30
Bénéfice (perte) avant dépréciation des actifs à long terme	70	53
Dépréciation des actifs à long terme	-	63
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	70	(10)

**Revenus**

(en millions de dollars)	2006	2005
Ventes de la production réglementée	2 312	1 621
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des instruments de couverture	-	662
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	-	(160)
Compte d'écart	1	(1)
Divers	352	325
Total des revenus	2 665	2 447

Exercices terminés les 31 décembre

Les revenus tirés du secteur Production nucléaire réglementée se sont établis à 2 665 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 comparativement à 2 447 millions de dollars en 2005. L'augmentation des revenus découle principalement d'un accroissement de 1,9 TWh de la production d'électricité en 2006 comparativement à 2005, et à la hausse des prix de vente liés à l'entrée en vigueur des prix réglementés le 1<sup>er</sup> avril 2005.

**Prix de l'électricité**

Depuis l'entrée en vigueur de la réglementation des tarifs le 1<sup>er</sup> avril 2005, la production d'électricité des centrales du secteur Production nucléaire réglementée a commandé un prix fixe de 4,95 ¢ le kWh. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, le prix de vente du secteur Production nucléaire réglementée d'OPG s'était établi à 4,7 ¢/kWh, compte tenu du prix réglementé des trois derniers trimestres de 2005, et du prix de vente sur le marché au comptant, déduction faite du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché pour le premier trimestre de 2005.

**Volume**

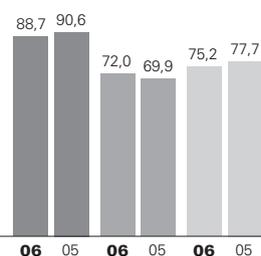
La production d'électricité des centrales du secteur Production nucléaire réglementée pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 s'est établie à 46,9 TWh comparativement à 45,0 TWh en 2005. L'augmentation du volume découle surtout de la remise en service de l'unité 1 de la centrale nucléaire Pickering A au quatrième trimestre de 2005. De plus, au deuxième trimestre de 2005, l'unité 4 de la centrale nucléaire Pickering A a été temporairement mise hors service pour la durée du trimestre aux fins d'inspection et de réparation des canalisations d'alimentation. La production d'électricité des centrales nucléaires Darlington et Pickering B a diminué en 2006 comparativement à 2005 en raison d'une augmentation du nombre de jours d'interruption fortuite.

Le facteur de capacité des unités de la centrale nucléaire Darlington pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 s'est établi à 88,7 % comparativement à 90,6 % en 2005. La diminution découle de la hausse du nombre de jours d'interruption fortuite en 2006.

**Facteur de capacité des unités nucléaires**

(%)

■ Darlington  
■ Pickering A  
■ Pickering B

**Coût énergétique de l'unité de production nucléaire**

(\$/MWh)



Le facteur de capacité des unités de la centrale nucléaire Pickering A s'est amélioré, pour s'établir à 72,0 % pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 comparativement à 69,9 % en 2005. L'augmentation découle principalement de la baisse du nombre de jours d'interruption fortuite en 2006 comparativement à 2005 en raison de la mise hors service temporaire de l'unité 4 en 2005 aux fins d'inspection et de réparation de la canalisation d'alimentation.

Le facteur de capacité des unités de la centrale nucléaire Pickering B s'est établi à 75,2 % comparativement à 77,7 % en 2005. La diminution découle surtout d'une augmentation des jours d'interruption fortuite en 2006 comparativement à 2005.

#### **Combustible**

Les charges liées au combustible de l'exercice terminé le 31 décembre 2006 se sont établies à 122 millions de dollars comparativement à 115 millions de dollars en 2005. Les charges liées au combustible ont été légèrement touchées par la hausse de la production nucléaire en 2006 comparativement à 2005 en raison du coût marginal peu élevé de la production nucléaire.

#### **Exploitation, maintenance et administration**

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont établies à 1 967 millions de dollars comparativement à 1 804 millions de dollars en 2005. L'augmentation de 163 millions de dollars des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en 2006 comparativement à 2005 découle surtout de la hausse de la charge au titre des régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi de 133 millions de dollars, surtout attribuable aux modifications apportées aux hypothèses économiques et à une montée de 62 millions de dollars des coûts découlant des interruptions de la production nucléaire et des projets d'amélioration du rendement des centrales nucléaires. En outre, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 comprenaient une dotation aux amortissements de 25 millions de dollars liée aux coûts de remise en service de la centrale nucléaire Pickering A, qui avaient antérieurement été reportés. En 2005, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration avaient été touchées par la radiation de surstocks de 57 millions de dollars acquis en prévision de la remise en service des unités 2 et 3 de la centrale nucléaire Pickering A.

En date du 1<sup>er</sup> janvier 2005, conformément à un règlement en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario), OPG a établi un compte de report au bilan pour les coûts autres qu'en capital liés à la remise en service planifiée de toutes les unités de la centrale nucléaire Pickering A. Les coûts reportés sont passés en charges aux termes du règlement. L'amortissement de ce compte de report a commencé au quatrième trimestre de 2005 par suite de la remise en service commercial de l'unité 1 de la centrale nucléaire Pickering A.

Le coût énergétique de l'unité de production nucléaire est passé à 42,87 \$/MWh pour 2006 comparativement à 40,24 \$/MWh pour 2005. L'augmentation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 découle surtout de la hausse de la charge au titre des régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi de 133 millions de dollars, et d'autres variations des

charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, en partie contrebalancées par une production accrue en 2006 par rapport à 2005.

#### **Amortissement**

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, la dotation aux amortissements s'est établie à 343 millions de dollars, comparativement à 359 millions de dollars en 2005. La diminution résulte principalement de l'incidence de la prolongation de la durée de service résiduelle de la centrale nucléaire Pickering B et de l'unité 4 de la centrale nucléaire Pickering A aux fins du calcul de l'amortissement. La réduction de l'amortissement liée à la prolongation de la durée de service a été en partie contrebalancée par l'incidence de la remise en service commercial de l'unité 1 de la centrale Pickering A et de l'ajout d'immobilisations corporelles.

#### **Désactualisation**

La charge de désactualisation liée aux coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires s'est établie à 490 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 comparativement à 467 millions de dollars en 2005. L'augmentation de la charge de désactualisation en 2006 est attribuable à l'accroissement du solde du passif par rapport à l'exercice précédent, principalement dû à la hausse de la valeur actualisée du passif due au passage du temps.

#### **Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires**

OPG a tiré un bénéfice de 371 millions de dollars des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires en 2006, en regard de 381 millions de dollars en 2005. La diminution découle principalement de l'incidence, sur le rendement du Fonds distinct pour combustible irradié («Fonds pour combustible irradié»), du recul de l'indice des prix à la consommation de l'Ontario comparativement à 2005, et d'une diminution du rendement du Fonds distinct de déclassement («Fonds de déclassement»). Le rendement du Fonds pour combustible irradié est garanti par la Province à 3,25 % majoré de la variation de l'indice des prix à la consommation de l'Ontario. La diminution a été en partie contrebalancée par l'incidence d'une augmentation du rendement résultant de l'accroissement des actifs en 2006. À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007, la constatation du rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires a été touchée par l'adoption de nouveaux chapitres du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* («ICCA») comme il est décrit sous l'intitulé *Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires* de la rubrique *Faits saillants du bilan*.

#### **Dépréciation des actifs à long terme**

Au deuxième trimestre de 2005, OPG a achevé une évaluation portant sur l'ampleur du travail de remise à neuf, des coûts et des risques liés à la remise en service des unités 2 et 3 de la centrale nucléaire Pickering A. Le conseil d'administration d'OPG a décidé que, bien que possible sur le plan technique, la remise en service de ces unités n'est pas justifiée sur le plan commercial. Par conséquent, la Société a comptabilisé une baisse de 63 millions de dollars de la valeur comptable de ces deux unités, y compris la construction en cours.

**Production hydroélectrique réglementée**

(en millions de dollars)	2006	2005
Revenus, déduction faite du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	685	792
Combustible	245	254
Marge brute	440	538
Exploitation, maintenance et administration	92	78
Amortissement	66	67
Impôt foncier et impôt sur le capital	18	18
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	264	375

**Revenus**

(en millions de dollars)	2006	2005
Ventes de la production réglementée <sup>1</sup>	635	558
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des instruments de couverture	–	260
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	–	(65)
Comptes d'écart	(4)	2
Divers	54	37
Total des revenus	685	792

1) Les ventes de la production réglementée comprenaient des revenus de 169 millions de dollars et de 210 millions de dollars qu'OPG a reçus selon le prix sur le marché au comptant de l'Ontario pour la production excédant 1 900 MWh pour toute heure au cours des exercices terminés respectivement les 31 décembre 2006 et 2005.

Les revenus tirés du secteur Production hydroélectrique réglementée se sont établis à 685 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 comparativement à 792 millions de dollars en 2005. La diminution des revenus est principalement attribuable à la baisse des prix de vente liée à l'entrée en vigueur des prix réglementés le 1<sup>er</sup> avril 2005, à la diminution des prix moyens sur le marché au comptant en 2006

par rapport à 2005, qui a touché les revenus excédant 1 900 MWh pour toute heure, et à la baisse des volumes des ventes en 2006 comparativement à 2005.

**Prix de l'électricité**

Le prix moyen pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 s'est établi à 3,5 ¢/kWh contre 4,1 ¢/kWh en 2005. Le prix moyen de 2005 reflétait le prix réglementé pour les trois derniers trimestres de 2005 et le prix de vente moyen sur le marché au comptant d'OPG, déduction faite du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché pour le premier trimestre de 2005.

**Volume**

Le volume des ventes d'électricité pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 a diminué, glissant à 18,3 TWh comparativement à 18,5 TWh en 2005. En 2006, 3,4 TWh de production d'électricité se rapportaient aux niveaux de production excédant 1 900 MWh pour toute heure. En 2005, 2,8 TWh de la production d'électricité se rapportaient aux niveaux de production excédant 1 900 MWh pour toute heure au cours des trois derniers trimestres de 2005. La diminution du volume des ventes d'électricité en 2006 comparativement à 2005 découle principalement de la baisse des niveaux d'eau.

Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales hydroélectriques réglementées s'est établi à 1,5 % pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 comparativement à 1,2 % en 2005.

La disponibilité des centrales du secteur Production hydroélectrique réglementée a atteint 94,2 % pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 contre 92,7 % en 2005. La grande disponibilité et le faible taux d'indisponibilité fortuite équivalente reflètent le rendement solide continu de ces centrales.

**Comptes d'écart**

Aux termes d'un règlement en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario), OPG est tenue d'établir des comptes d'écart pour enregistrer l'incidence des écarts dans la production hydroélectrique découlant des différences entre les conditions hydrologiques prévues et réelles et entre les revenus présumés et réels tirés des services connexes. En 2006, OPG a comptabilisé une réduction des

Exercices terminés les 31 décembre

**Taux d'indisponibilité fortuite équivalente du secteur Production hydroélectrique réglementée**  
(%)

**Disponibilité de la production hydroélectrique réglementée**  
(%)

**Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh du secteur Production hydroélectrique réglementée**  
(\$/MWh)



revenus de 4 millions de dollars, reflétant des revenus de services connexes favorables comparativement à la prévision pour 2006 fournie à la Province aux fins d'établissement des prix réglementés.

#### Combustible

OPG acquitte auprès de la Province et de la SFIÉO des frais fondés sur les revenus bruts tirés de la production annuelle d'électricité de ses actifs de production hydroélectrique. Ce montant comprend un pourcentage fixe appliqué à la production hydroélectrique annuelle dérivée des centrales situées sur des terres de la Couronne et un pourcentage progressif applicable à toutes les centrales hydroélectriques. Il est inclus dans les charges liées au combustible. Les charges liées au combustible pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 se sont établies à 245 millions de dollars, en regard de 254 millions de dollars en 2005. La diminution des charges liées au combustible résulte d'une production moins élevée et de taux marginaux moins élevés des frais fondés sur les revenus bruts étant donné la baisse de la production des centrales de production hydroélectrique réglementée.

#### Exploitation, maintenance et administration

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont établies à 92 millions de dollars contre 78 millions de dollars en 2005. L'augmentation des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en 2006 découle surtout de la hausse de la charge au titre des régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh des centrales de production hydroélectrique réglementée ont augmenté pour s'établir à 5,01 \$/MWh en 2006 comparativement à 4,23 \$/MWh en 2005. L'augmentation en 2006 par rapport à 2005 reflète surtout des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration plus élevées combinées à une production réduite.

#### Amortissement

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, la dotation aux amortissements s'est établie à 66 millions de dollars, comparativement à 67 millions de dollars en 2005.

### Production hydroélectrique non réglementée

(en millions de dollars)	2006	2005
Revenus, déduction faite des rabais associés à la limite de revenus et à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	736	732
Combustible	88	82
Marge brute	648	650
Exploitation, maintenance et administration	189	148
Amortissement	69	64
Impôt foncier et impôt sur le capital	15	15
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	375	423

#### Revenus

(en millions de dollars)	2006	2005
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des instruments de couverture	746	962
Rabais associé à la limite de revenus	(44)	(210)
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	–	(58)
Divers	34	38
Total des revenus	736	732

Les revenus tirés du secteur Production hydroélectrique non réglementée ont atteint 736 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, par rapport à 732 millions de dollars en 2005. La hausse marginale découle d'un accroissement de 0,9 TWh de la production d'électricité, en grande partie contrebalancé par l'incidence des prix moins élevés sur le marché au comptant de l'Ontario en 2006 comparativement à ceux de 2005.

#### Prix de l'électricité

Une tranche de 85 % de la production des actifs de production non réglementée d'OPG, excluant la centrale Lennox, les

Exercices terminés les 31 décembre

**Taux d'indisponibilité fortuite équivalente du secteur Production hydroélectrique non réglementée**  
(%)

**Disponibilité de la production hydroélectrique non réglementée**  
(%)

**Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh du secteur Production hydroélectrique non réglementée** (\$/MWh)



volumes liés aux contrats TRO et les contrats de vente à terme au 1<sup>er</sup> janvier 2005, faisait l'objet d'une limite de revenus fondée sur un prix moyen de 4,7 ¢/kWh depuis le 1<sup>er</sup> avril 2005. Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> mai 2006, la limite de revenus a été portée à 4,6 ¢/kWh.

Le prix de vente moyen de la production hydroélectrique non réglementée d'OPG pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 s'est établi à 4,6 ¢/kWh comparativement à 5,2 ¢/kWh en 2005. La diminution découle surtout de la baisse des prix moyens sur le marché au comptant de l'Ontario, en partie contrebalancée par l'incidence favorable du remplacement du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché par le rabais associé à la limite de revenus en date du 1<sup>er</sup> avril 2005.

#### Volume

Le volume des ventes d'électricité pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 a été de 15,0 TWh comparativement à 14,1 TWh en 2005. L'augmentation du volume en 2006 résulte essentiellement de la hausse des niveaux d'eau dans l'est de l'Ontario en 2006 par rapport à 2005.

Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente du secteur Production hydroélectrique non réglementée a été de 1,9 % pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 contre 1,4 % pour l'exercice 2005. La hausse du taux d'indisponibilité fortuite équivalente découle des réparations d'équipement et des indisponibilités fortuites de certaines centrales.

La disponibilité des centrales de production hydroélectrique non réglementée a atteint 92,4 % pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 comparativement à 92,2 % pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005. La disponibilité et le taux d'indisponibilité fortuite équivalente au cours de 2006 continuent de refléter le rendement solide des actifs de production hydroélectrique non réglementée.

#### Combustible

Les charges liées au combustible se sont élevées à 88 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 alors qu'elles avaient été de 82 millions de dollars en 2005. L'augmentation des charges liées au combustible découle surtout de la hausse de la production d'électricité. Les centrales de ce secteur sont assujetties aux frais fondés sur les revenus bruts.

#### Exploitation, maintenance et administration

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont établies à 189 millions de dollars comparativement à 148 millions de dollars en 2005. L'augmentation des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 2006 est essentiellement attribuable aux charges plus élevées liées aux projets d'amélioration des centrales et à l'augmentation de la charge au titre des régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh des centrales hydroélectriques non réglementées ont augmenté, atteignant 12,63 \$/MWh pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 contre 10,55 \$/MWh en 2005. L'augmentation de 2006 comparativement à 2005 reflète une hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, en partie contrebalancée par une production accrue.

#### Amortissement

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, la dotation aux amortissements s'est établie à 69 millions de dollars, comparativement à 64 millions de dollars en 2005.

#### Production d'origine fossile non réglementée

(en millions de dollars)	2006	2005
Revenus, déduction faite des rabais associés à la limite de revenus et à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	1 313	1 741
Combustible	643	846
Marge brute	670	895
Exploitation, maintenance et administration	524	455
Amortissement	133	203
Augmentation du passif lié à l'enlèvement d'immobilisations due à la désactualisation	9	9
Impôt foncier et impôt sur le capital	19	39
Restructuration	–	4
(Perte) bénéfique avant dépréciation des actifs à long terme	(15)	185
Dépréciation des actifs à long terme	22	202
Perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices	(37)	(17)

#### Revenus

(en millions de dollars)	2006	2005
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des instruments de couverture	1 323	2 293
Rabais associé à la limite de revenus	(117)	(529)
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	–	(129)
Divers	107	106
Total des revenus	1 313	1 741

Les revenus du secteur Production d'origine fossile non réglementée se sont établis à 1 313 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, une diminution de 428 millions de dollars sur les 1 741 millions de dollars en 2005. La diminution des revenus de 2006 par rapport à 2005 découle principalement d'une baisse de 5,9 TWh de la production d'électricité en 2006 et d'un recul des prix de vente moyens en regard de ceux de 2005. Ces incidences ont été atténuées par les revenus tirés du contrat de fiabilité impérative de Lennox. Le contrat de fiabilité impérative, entré en vigueur le 1<sup>er</sup> octobre 2005, est un contrat d'un an fondé sur les coûts, conclu avec la SIERÉ, qui prévoit des paiements réguliers assujettis à des ajustements en fonction des coûts réels. En juillet 2006, OPG et la SIERÉ ont négocié une entente portant sur un contrat subséquent d'un an fondé sur les coûts. Cette entente a été approuvée en janvier 2007 par la CEO.

### Prix de l'électricité

Le prix de vente moyen de la production d'origine fossile non réglementée d'OPG pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 a été de 4,8 ¢/kWh comparativement à 5,5 ¢/kWh en 2005. La diminution découle surtout d'un recul des prix moyens sur le marché au comptant de l'Ontario en 2006, en partie contrebalancé par l'incidence favorable du remplacement du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché par le rabais associé à la limite de revenus en date du 1<sup>er</sup> avril 2005.

### Volume

Le volume des ventes d'électricité a glissé à 25,0 TWh alors qu'il avait été de 30,9 TWh en 2005. La diminution de 5,9 TWh découle surtout d'un repli de la demande générale d'électricité en Ontario et d'une production nucléaire accrue.

Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales à combustible fossile s'est établi à 14,1 % pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 comparativement à 15,9 % en 2005. Si le taux d'indisponibilité fortuite équivalente a diminué en 2006, c'est surtout en raison de l'incidence de la fermeture de la centrale Lakeview en avril 2005 et de l'amélioration de la fiabilité de l'équipement des centrales à combustible fossile.

### Combustible

Les charges liées au combustible ont atteint 643 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 comparativement à 846 millions de dollars en 2005. La baisse de 203 millions de dollars en 2006 par rapport à 2005 est le fait d'une diminution de la production et d'une plus grande utilisation du charbon du bassin de Powder River à prix moindre à la centrale à combustible fossile Nanticoke, en partie contrebalancées par la hausse des prix moyens du charbon.

### Exploitation, maintenance et administration

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont établies à 524 millions de dollars comparativement à 455 millions de dollars en 2005. Les principales raisons de l'accroissement des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en 2006 sont la hausse de la charge au titre des régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi, la radiation de coûts non récupérables liés au projet de

conversion de la centrale de Thunder Bay en centrale alimentée au gaz naturel, et des dépenses plus élevées de maintenance des centrales Nanticoke et Lambton.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MW (\$/MW) des centrales à combustible fossile non réglementées sont passées à 61 100 \$/MW pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 contre 53 000 \$/MW en 2005. L'augmentation de 2006 reflète la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et l'incidence d'une baisse de capacité de production en raison de la fermeture de la centrale Lakeview en avril 2005.

### Amortissement

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, la dotation aux amortissements s'est établie à 133 millions de dollars, comparativement à 203 millions de dollars en 2005. La baisse de la dotation aux amortissements de 2006 découle principalement de la prolongation de la durée de service de la totalité des centrales alimentées au charbon, aux fins du calcul de l'amortissement, en raison des délais encourus dans le programme de remplacement du charbon de la Province. En outre, la dotation aux amortissements a baissé du fait de la diminution de l'actif attribuable à la charge de dépréciation de la centrale Lennox, comptabilisée en 2005.

Au troisième trimestre de 2005, OPG a prolongé d'un an la durée de service résiduelle de la centrale Nanticoke, aux fins du calcul de l'amortissement, en reportant la fin de 2007 à 2008, à la lumière des détails additionnels fournis par la Province relativement à son programme de remplacement du charbon à ce moment. Au 30 juin 2006, la durée de service estimative de la totalité des centrales alimentées au charbon, à l'exception de la centrale Nanticoke, se terminait le 31 décembre 2007 aux fins du calcul de l'amortissement. En raison de l'annonce, en juin 2006, des délais encourus dans le plan de remplacement de la production alimentée au charbon, OPG a reporté au 31 décembre 2012 la fin de la durée de service de la totalité des centrales alimentées au charbon, aux fins du calcul de l'amortissement, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> juillet 2006. OPG continuera d'évaluer la durée de service des centrales alimentées au charbon après le dépôt du plan pour le réseau d'électricité intégré et son approbation subséquente par la CEO et d'après les autres informations disponibles.

Exercices terminés les 31 décembre

#### Taux d'indisponibilité fortuite équivalente du secteur Production d'origine fossile non réglementée

(%)

#### Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh du secteur Production d'origine fossile non réglementée

(K\$/MWh)



**Dépréciation des actifs à long terme**

En 2006, OPG a constaté une dépréciation des centrales alimentées au charbon de Thunder Bay et Atikokan de 22 millions de dollars, qui représente la valeur comptable nette de ces centrales. OPG a testé la recouvrabilité de la valeur comptable des centrales alimentées au charbon en raison de changements de circonstances, qui comprenaient une diminution des prix au comptant du marché en Ontario et la prolongation de la durée de vie des centrales alimentées au charbon. La juste valeur des centrales alimentées au charbon, qui a été établie selon une méthode fondée sur les flux de trésorerie actualisés, a été comparée à la valeur comptable des actifs de production afin d'établir la dépréciation. Il a été établi que les centrales alimentées au charbon de Thunder Bay et Atikokan n'auraient pas été en mesure de récupérer leurs charges d'exploitation et dépenses en immobilisations ni leur valeur comptable, sur leur durée de service résiduelle.

En 2005, OPG a comptabilisé une dépréciation de 202 millions de dollars, soit la valeur comptable de la centrale Lennox. OPG a été avisée par la Province qu'elle n'approuverait pas un arrangement qui permettrait la récupération de coûts liés à la valeur comptable de la centrale Lennox.

**Divers**

(en millions de dollars)	2006	2005
Revenus	165	86
Exploitation, maintenance et administration	5	31
Amortissement	53	60
Impôt foncier et impôt sur le capital	10	5
Restructuration	–	6
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	97	(16)

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, les revenus du secteur Divers se sont établis à 165 millions de dollars comparativement à 86 millions de dollars en 2005. L'augmentation de 79 millions de dollars provient principalement des activités de négociation. En 2006, OPG a profité d'une hausse des gains d'évaluation à la valeur de marché des contrats de vente d'interconnexions ainsi que de marges plus élevées sur les ventes d'interconnexions par rapport à 2005.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des secteurs d'activité de la production comprennent des honoraires de services intersectoriels qui se rapportent à l'utilisation de certaines immobilisations corporelles du secteur Divers. Le total des honoraires de services est porté en réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Divers. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, les honoraires de services se sont établis à 25 millions de dollars pour le secteur Production nucléaire réglementée, à 2 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique réglementée, à 3 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique non réglementée et à 9 millions de dollars pour le secteur Production d'origine fossile non réglementée, avec une réduction correspondante des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 39 millions de dollars pour le secteur Divers. Les résultats

de 2005 ont été reclassés pour refléter les honoraires de services. La diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Divers en 2006 par rapport à 2005 découle en partie d'un ralentissement d'activité dans les marchés de l'énergie et d'une augmentation des honoraires de services.

Les achats et les ventes interconnectés (y compris les livraisons du physique sous-jacent) et les gains et les pertes d'évaluation à la valeur marchande (réalisés et latents) sur les contrats de négociation d'énergie sont présentés au montant net dans les états des résultats consolidés. Présentés à leur montant brut, les revenus et les achats d'électricité pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 auraient augmenté de 163 millions de dollars (228 millions de dollars en 2005), ce qui n'aurait eu aucune incidence sur le bénéfice net.

La valeur comptable et les notionnels des instruments dérivés non désignés à titre de couverture sont présentés à la note 12 des états financiers consolidés vérifiés au 31 décembre 2006.

**Impôts sur les bénéfices**

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices de ses activités non réglementées. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôts futurs sont établis selon les écarts entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales des actifs et des passifs et sont évalués au moyen des taux d'imposition pratiquement en vigueur et des lois qui seront en vigueur au cours des exercices où les écarts temporaires doivent se résorber ou se régler. Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2005, avec la mise en application de la réglementation des tarifs, OPG comptabilise les impôts sur les bénéfices liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités selon la méthode des impôts exigibles. Selon cette méthode, OPG ne constate pas d'impôts futurs liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités dans la mesure où ces impôts futurs devraient être récupérés dans les prix futurs réglementés facturés à la clientèle.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, la charge d'impôts sur les bénéfices reflète l'incidence de la comptabilisation des impôts sur les bénéfices des secteurs réglementés selon la méthode des impôts exigibles. La charge d'impôts sur les bénéfices de 2005 reflétait l'incidence de la méthode des impôts exigibles pour les trois derniers trimestres, puisque cette méthode a été adoptée au moment de l'entrée en vigueur de la réglementation des tarifs le 1<sup>er</sup> avril 2005.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, la charge d'impôts s'est établie à 86 millions de dollars comparativement à 118 millions de dollars en 2005. L'élimination de l'impôt des grandes sociétés et la réduction des taux d'imposition futurs édictées en 2006 ont réduit la charge d'impôts de l'exercice. En 2005, OPG avait inscrit une charge d'impôts de 50 millions de dollars afin de couvrir une modification des passifs d'impôts pouvant être attribuable à certaines positions fiscales adoptées par la Société pour des années antérieures. Pendant les exercices terminés les 31 décembre 2006 et 2005, la charge d'impôts a été moins élevée respectivement de 89 millions de dollars et 157 millions de dollars qu'elle ne l'aurait été si OPG avait comptabilisé les impôts sur les bénéfices des secteurs de production réglementée selon la méthode axée sur le bilan.

En 2005, en raison de l'adoption de la méthode des impôts exigibles pour les secteurs à tarifs réglementés le 1<sup>er</sup> avril 2005, OPG a éliminé le solde net d'actif d'impôts futurs de 74 millions de dollars lié aux secteurs à tarifs réglementés et a constaté le montant à titre de perte extraordinaire non récurrente aux fins du calcul du bénéfice net.

Au troisième trimestre de 2006, OPG a reçu un avis préliminaire des vérificateurs de l'impôt de la Province (les «vérificateurs de l'impôt») relativement à leurs constatations initiales découlant de leur vérification de l'année d'imposition 1999 d'OPG.

Plusieurs des questions soulevées au cours de la vérification sont uniques à OPG et ont trait aux activités de démarrage et aux positions adoptées le 1<sup>er</sup> avril 1999 au moment de l'entrée en exploitation, ou à des questions qui n'étaient pas traitées de façon appropriée par la *Loi de 1998 sur l'électricité*. OPG estime que les ajustements proposés pourraient entraîner des impôts à payer additionnels de plus de 200 millions de dollars pour l'année d'imposition 1999. Bien qu'OPG ait par la suite résolu certaines de ces questions, il subsiste des incertitudes à l'égard de la façon dont les autres questions seront résolues.

OPG prévoit recevoir un avis de redressement pour son année d'imposition 1999. La Société a l'intention de défendre sa position par l'intermédiaire du processus d'appels en matière fiscale. L'augmentation possible des impôts à payer relativement à ces questions pour 1999 et les années d'imposition suivantes pourrait être importante. Puisque OPG utilise la méthode des impôts exigibles pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices des secteurs d'exploitation réglementée et la méthode axée sur le bilan pour les secteurs d'exploitation non réglementée, l'incidence de tout ajustement potentiel sur la charge d'impôts futurs pourrait varier de façon importante selon l'issue de ces questions.

Par le passé, OPG a comptabilisé des charges d'impôts relativement à certaines positions fiscales que la Société avait adoptées pour des années antérieures et qui pourraient être rejetées. Compte tenu de l'incertitude entourant la résolution de ces questions fiscales, OPG n'a pas ajusté ses passifs d'impôts. Si l'issue ultime différait de manière importante des passifs d'impôts comptabilisés par OPG, le taux d'imposition effectif et le bénéfice de la Société pourraient être touchés de façon positive ou négative dans la période au cours de laquelle les questions seront résolues.

### Situation de trésorerie et sources de financement

Les principales sources de liquidités et de capital d'OPG sont les flux de trésorerie provenant de l'exploitation, le financement bancaire et les facilités de crédit fournies par l'actionnaire d'OPG. Ces sources sont nécessaires à l'investissement continu dans les centrales et les technologies, ainsi que pour acquitter les autres obligations de financement importantes, y compris les cotisations aux régimes de retraite et au Fonds pour combustible irradié et au Fonds de déclassement (collectivement, les «Fonds nucléaires»), et pour assurer le service et le remboursement de la dette à long terme de même que pour acquitter les obligations liées au rabais associé à la limite de revenus.

(en millions de dollars)	2006	2005
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	908	2
Flux de trésorerie d'exploitation	397	1 201
Flux de trésorerie d'investissement	(650)	(760)
Flux de trésorerie de financement	(649)	465
Augmentation (diminution) nette	(902)	906
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	6	908

### Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant de l'exploitation de 2006 se sont établis à 397 millions de dollars comparativement à 1 201 millions de dollars en 2005. La diminution des flux de trésorerie d'exploitation découle principalement de revenus moins élevés avant les rabais en raison de la baisse des prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario, en partie contrebalancée par l'incidence de dépenses moins élevées au chapitre du combustible et de revenus autres qu'énergétiques plus élevés.

En 2006, OPG a effectué des paiements trimestriels relatifs à la limite de revenus de 860 millions de dollars, dont 739 millions de dollars ont trait à la période d'avril à décembre 2005. Les paiements relatifs à la limite de revenus de 2006 ont contribué à la diminution des flux de trésorerie d'exploitation.

De plus, les dépenses relatives à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires se sont établies à 164 millions de dollars en 2006, contre 90 millions de dollars en 2005. L'augmentation de 74 millions de dollars en 2006 est attribuable surtout à la hausse des dépenses relatives au stockage sécuritaire des unités 2 et 3 de la centrale nucléaire Pickering A. OPG procède actuellement au dépôt, auprès de la Province, d'une demande de remboursement, à même les Fonds nucléaires, pour couvrir les dépenses relatives au programme de stockage sécuritaire des unités 2 et 3 de la centrale nucléaire Pickering A.

### Activités d'investissement

OPG est une entreprise à prédominance de capital, ce qui l'oblige à continuer d'investir dans les immobilisations et la technologie pour améliorer l'efficacité de son exploitation, augmenter la capacité de production des centrales existantes, investir dans de nouvelles centrales et maintenir et améliorer le service, la fiabilité, la sécurité et la protection de l'environnement.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, les investissements dans les immobilisations corporelles se sont établis à 637 millions de dollars comparativement à 494 millions de dollars en 2005. L'augmentation des dépenses en immobilisations de 143 millions de dollars découle essentiellement de la hausse de l'investissement d'OPG dans le projet du tunnel de Niagara, le Portlands Energy Centre, le projet du Lac Seul et le réseau d'énergie auxiliaire de la centrale

nucléaire Pickering B. L'incidence de ces investissements a été en grande partie contrebalancée par des investissements moins importants dans la centrale nucléaire Pickering A en 2006 comparativement à 2005, avec la remise en service de l'unité 1 en novembre 2005.

Les dépenses en immobilisations prévues d'OPG pour 2007 sont d'environ 1 milliard de dollars, ce qui comprend les montants liés au projet du tunnel de Niagara, au Portlands Energy Centre, au projet du Lac Seul et au projet de la rivière Lower Mattagami.

Les activités d'investissement comprennent l'augmentation des actifs réglementaires d'OPG de 13 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 comparativement à 265 millions de dollars en 2005. L'investissement moindre dans les actifs réglementaires en 2006 a surtout découlé de la remise en service de l'unité 1 de la centrale nucléaire Pickering A en 2005.

### Activités de financement

OPG a une facilité de crédit bancaire consentie renouvelable de 1 milliard de dollars, divisée en deux tranches : une tranche de 500 millions de dollars de 364 jours venant à échéance le 22 mai 2007 et une tranche de 500 millions de dollars de trois ans venant à échéance le 22 mai 2009. Le total de la facilité de crédit continuera d'être principalement affecté au soutien des billets émis dans le cadre du programme d'effets de commerce d'OPG. OPG a récemment effectué des emprunts en vertu de son programme d'effets de commerce et, au 31 décembre 2006, il y avait des effets de commerce en cours de 15 millions de dollars. OPG n'a aucun autre emprunt en cours en vertu de sa facilité de crédit bancaire.

OPG a également des facilités de découvert non confirmées à court terme de 26 millions de dollars (26 millions de dollars en 2005) ainsi que des facilités de crédit non confirmées à court terme de 240 millions de dollars (215 millions de dollars en 2005) soutenant l'émission de lettres de crédit. OPG utilise des lettres de crédit pour soutenir les régimes de retraite complémentaires et est tenue de verser des lettres de crédit à titre de sûreté auprès des sociétés de distribution locale comme le prescrit le Code de règlement au détail de la Commission de l'énergie de la CEO. Au 31 décembre 2006, il y avait un total de 185 millions de dollars (157 millions de dollars en 2005) de lettres de crédit émises, dont 159 millions de dollars pour les régimes de retraite complémentaires et 16 millions de dollars liés à la construction du Portlands Energy Centre.

Pour financer le projet du tunnel de Niagara, OPG a négocié une entente avec la SFIÉO pour financer le projet jusqu'à concurrence de 1 milliard de dollars pendant la durée du projet. Le financement sera avancé sous la forme de billets de dix ans, selon des modalités commerciales. Les avances consenties en vertu de cette facilité ont commencé en octobre 2006 et s'élevaient à 160 millions de dollars au 31 décembre 2006. De même, un financement par emprunt a été négocié avec la SFIÉO à l'égard de la participation d'OPG dans le Portlands Energy Centre et le projet du Lac Seul; ce financement pourra atteindre respectivement 400 millions de dollars et 50 millions de dollars. Les avances en vertu de ces facilités ont commencé en décembre 2006 et totalisaient 90 millions de dollars pour le Portlands Energy Centre et 20 millions de dollars pour le projet du Lac Seul au 31 décembre 2006.

En 2006, le conseil d'administration d'OPG a approuvé le versement d'un dividende à son actionnaire, la Province. Le dividende déclaré de 128 millions de dollars représente 35 % du bénéfice net d'OPG pour l'exercice 2005 et a été versé en novembre 2006.

Au 31 décembre 2006, la dette à long terme d'OPG à payer à la SFIÉO s'établissait à environ 3,2 milliards de dollars. Bien que les nouveaux financements ajoutés en 2006 aient prolongé le profil des échéances, une somme d'environ 2,5 milliards de dollars de la dette à long terme doit être remboursée ou refinancée au cours des cinq prochaines années. Les perspectives de liquidités d'OPG pour 2007 devraient être restreintes étant donné que les prix de l'électricité devraient demeurer à des niveaux relativement bas, que les revenus sont assujettis à la réglementation des prix et à une limite de revenus, que la charge au titre des régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi est en hausse, que la dette est assortie d'obligations de remboursement et que la continuité de l'exploitation et le développement de projets de production entraînent des besoins de financement importants. Afin de s'assurer de sources de financement suffisantes outre son programme d'effets de commerce de 1 milliard de dollars adossé à la facilité de crédit bancaire, OPG est en pourparlers avec son actionnaire et la SFIÉO en vue de conclure une nouvelle entente de financement qui fournirait un soutien financier à plus long terme.

## Engagements contractuels et commerciaux

Les obligations contractuelles de la Société et les autres engagements commerciaux importants sont comme suit au 31 décembre 2006 :

(en millions de dollars)	2007	2008	2009	2010	2011	Par la suite	Total
Obligations contractuelles :							
Ententes d'approvisionnement							
en combustible	670	514	202	153	167	351	<b>2 057</b>
Contributions effectuées							
dans le cadre de l'ONFA <sup>1</sup>	454	679	350	350	350	1 053	<b>3 236</b>
Remboursement de la dette à long terme	400	400	350	970	375	670	<b>3 165</b>
Intérêt sur la dette à long terme	181	158	135	103	55	80	<b>712</b>
Obligations d'achat non conditionnelles	25	20	17	15	12	194	<b>283</b>
Créditeurs à long terme	28	9	–	–	–	–	<b>37</b>
Obligations en vertu de contrats							
de location-exploitation	10	9	11	10	10	123	<b>173</b>
Permis d'exploitation	16	17	17	17	18	–	<b>85</b>
Cotisations aux régimes de retraite <sup>2</sup>	268	–	–	–	–	–	<b>268</b>
Divers	144	30	26	28	24	26	<b>278</b>
Engagements commerciaux importants :							
Tunnel de Niagara	167	178	132	2	–	–	<b>479</b>
Lac Seul	24	–	–	–	–	–	<b>24</b>
Portlands Energy Centre	155	63	22	2	1	24	<b>267</b>
<b>Total</b>	<b>2 542</b>	<b>2 077</b>	<b>1 262</b>	<b>1 650</b>	<b>1 012</b>	<b>2 521</b>	<b>11 064</b>

1) Les contributions en vertu de l'ONFA sont sujettes à un ajustement en raison du plan de référence en vertu de l'ONFA approuvé pour 2006.

2) Les cotisations aux régimes de retraite comprennent des besoins de capitalisation additionnels étant donné le déficit et les besoins de capitalisation continus conformément à l'évaluation actuarielle au 1<sup>er</sup> janvier 2005 de même qu'une cotisation volontaire d'environ 20 millions de dollars. Les cotisations subissent l'incidence de divers facteurs, y compris le rendement du marché, les modifications aux hypothèses actuarielles, les résultats techniques des régimes et le calendrier des évaluations actuarielles. Les besoins de capitalisation après 2007 sont exclus en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires aux prévisions de l'échéancier des flux de trésorerie futurs.

## Notation financière

Le maintien de notes financières de première qualité est essentiel à la liquidité de la Société et à l'accès futur aux marchés financiers. Le coût et la disponibilité du financement sont tributaires des notes attribuées, qui se veulent une indication de la solidité d'une société, d'un titre ou d'une obligation en particulier. Des notes faibles entraînent habituellement des coûts d'emprunt plus élevés de même qu'un accès réduit aux marchés financiers.

En décembre 2006, OPG avait une note à long terme de BBB+ attribuée par Standard & Poor's («S&P») et de A (bas) attribuée par Dominion Bond Rating Service («DBRS»). En mai 2006, S&P a publié un communiqué de presse énonçant sa prise en compte de l'amélioration du rendement et des perspectives d'OPG et annonçant un rehaussement de la note des effets de commerce canadiens à court terme de la Société à «A-1(bas)» contre «A-2». Les perspectives d'OPG liées aux notes à long terme sont positives. En août 2006, DBRS a publié un rapport de notation confirmant la note de la dette à long terme et des effets de commerce à court terme d'OPG respectivement de «A (bas)» et de «R-1(bas)», avec une perspective stable.

## Conventions et estimations comptables critiques

Les conventions comptables importantes d'OPG, de même que l'incidence de prises de position comptables futures, sont décrites à la note 3 afférente aux états financiers consolidés au 31 décembre 2006 et pour l'exercice terminé à cette date. Certaines de ces conventions sont qualifiées de critiques du fait des jugements et des estimations subjectifs et complexes qui sont requis pour certains éléments comportant de l'incertitude qui, dépendant des circonstances et des hypothèses retenues, peuvent être comptabilisés à des montants qui peuvent être considérablement différents. Les conventions et les estimations comptables critiques qui ont une incidence sur les états financiers consolidés d'OPG, la probabilité que des montants considérablement différents soient présentés compte tenu de circonstances et d'estimations différentes, et l'incidence des modifications de certaines circonstances ou hypothèses sont décrites ci-après.

### Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

Un règlement adopté en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario) prévoit que la production de la plupart des installations hydroélectriques de base d'OPG et de la totalité des installations nucléaires exploitées par OPG reçoit des prix réglementés. En vertu de ce règlement, OPG est tenue d'établir un compte de report relativement aux coûts autres qu'en capital engagés à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005 relativement à la remise en service prévue de la totalité des unités de la centrale nucléaire Pickering A. Au 31 décembre 2006, le solde du compte de report s'établissait à 249 millions de dollars : coûts autres qu'en capital de 232 millions de dollars pour l'unité 1 et de 19 millions de dollars pour les unités 2 et 3, 20 millions de dollars de frais généraux de remise en service, 7 millions de dollars d'intérêts appliqués au taux annuel de 6 %, comme prescrit par le règlement, et 29 millions de dollars d'amortissement cumulé. Au 31 décembre 2005, le solde du compte de report était de 261 millions de dollars : coûts autres qu'en capital de 228 millions de dollars pour l'unité 1 et de 19 millions de dollars pour les unités 2 et 3, 11 millions de dollars de frais généraux de remise en service, 7 millions de dollars d'intérêts appliqués au taux annuel de 6 % et 4 millions de dollars d'amortissement cumulé. OPG a commencé à amortir le compte de report lié à l'unité 1 de la centrale nucléaire Pickering A lorsque l'unité a été remise en service en novembre 2005. L'amortissement de 25 millions de dollars a été imputé aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en 2006 (4 millions de dollars en 2005). Quand OPG deviendra assujettie aux prix réglementés établis par la CEO, ce qui est prévu en 2008, la CEO est tenue par le règlement de s'assurer qu'OPG récupère tout solde du compte de report à même les prix futurs facturés à la clientèle de manière linéaire sur une période d'au plus 15 ans.

En outre, en vertu du règlement, OPG est tenue d'établir un compte d'écart pour comptabiliser certains coûts engagés à compter du 1<sup>er</sup> avril 2005 en raison d'écarts, par rapport aux informations prévisionnelles fournies à la Province aux fins d'établissement des prix réglementés, qui sont liés à un certain nombre de circonstances prédéfinies. Aux termes du règlement, la CEO est tenue de s'assurer qu'OPG récupère ou rembourse ces montants dans les prix réglementés futurs imposés à la clientèle pendant une période d'au plus trois ans, dans la mesure où la CEO est convaincue que les coûts ont été engagés prudemment et comptabilisés de façon appropriée. Au 31 décembre 2006, le solde du compte d'écart était de néant (5 millions de dollars en 2005) en raison de revenus tirés de services connexes inférieurs aux prévisions fournies à la Province aux fins d'établissement des prix réglementés. Aux 31 décembre 2006 et 2005, OPG avait comptabilisé un passif réglementaire de 4 millions de dollars dans le compte d'écart reflétant des conditions hydrologiques favorables comparativement à celles qui avaient été prévues. De plus, au 31 décembre 2006, OPG a comptabilisé un actif réglementaire

de 2 millions de dollars attribuable à une baisse des ventes de la production par suite d'indisponibilités et de restrictions liées au transport. Un autre passif réglementaire comprend une tranche des revenus non réglementés tirés des actifs réglementés d'OPG, qui peuvent découler d'une réduction des prix réglementés futurs devant être établis par la CEO. L'évaluation des actifs et des passifs réglementaires est tributaire de certaines estimations et hypothèses, y compris les hypothèses posées relativement à l'interprétation du règlement.

En février 2007, la Province a modifié le règlement en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario) pour en clarifier certains articles et afin d'exiger d'OPG qu'elle établisse un compte de report relativement à certaines variations de son passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié et de son passif lié au déclassement nucléaire et à la gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne. Le compte de report requiert qu'OPG comptabilise un actif ou un passif réglementaire représentant l'incidence qu'ont sur les besoins de revenus les variations de ces passifs nucléaires découlant d'un plan de référence approuvé après le 1<sup>er</sup> avril 2005 aux termes de l'ONFA. Le 31 décembre 2006, OPG a comptabilisé une augmentation de 1 386 millions de dollars de ces passifs nucléaires découlant du plan de référence approuvé pour 2006.

À compter du premier trimestre de 2007 et jusqu'à la date effective de la première ordonnance de la CEO établissant les prix réglementés, attendue après le 31 mars 2008, OPG comptabilisera un actif réglementaire lié à l'augmentation des passifs nucléaires découlant du plan de référence approuvé pour 2006. La CEO est tenue, aux termes du règlement, de s'assurer qu'OPG récupère le solde comptabilisé dans le compte de report de manière linéaire sur une période d'au plus trois ans, dans la mesure où la CEO est convaincue que l'incidence sur les besoins de revenus est comptabilisée avec précision.

### Impôts sur les bénéfices

OPG est exonérée de l'impôt en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). Toutefois, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, OPG est tenue de verser des paiements en remplacement de l'impôt sur les bénéfices des sociétés et de l'impôt sur le capital à la SFIÉO. Ces paiements sont calculés conformément aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario) et sont modifiés conformément aux règlements de la *Loi de 1998 sur l'électricité*.

Les activités d'OPG sont complexes, et le calcul de la charge fiscale nécessite l'interprétation des divers lois et règlements relatifs à l'impôt. La *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario) comportent une foule d'interprétations techniques et de cas de jurisprudence qui aident à déterminer la position de la Société en matière de déclaration de revenus. Toutefois, la *Loi de 1998 sur l'électricité* et les règlements fiscaux connexes sont relativement nouveaux

et, par conséquent, OPG a dû, depuis sa création, prendre certaines positions à l'égard du calcul de sa charge fiscale. Certaines positions pourraient être contestées par suite d'une vérification, voire refusées, et donner lieu à une modification importante de la charge fiscale d'OPG en cas de nouvelle cotisation.

Pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices du secteur Production non réglementée, OPG utilise la méthode axée sur le bilan et constitue une provision pour les impôts futurs à l'égard des écarts fiscaux temporaires. Le processus comprend une estimation du passif réel d'OPG pour l'impôt exigible et une évaluation des impôts futurs de la Société en raison des écarts temporaires découlant de la différence entre la valeur fiscale d'un actif ou d'un passif et sa valeur comptable inscrite au bilan consolidé. De plus, OPG doit évaluer si les actifs d'impôts futurs peuvent être réalisés et, dans la mesure où leur recouvrement n'est pas considéré comme probable, une provision pour moins-value doit être constituée. La Société doit faire preuve de jugement pour calculer la charge fiscale, les actifs et les passifs d'impôts futurs et toute provision pour moins-value correspondante. La création ou la révision d'une provision pour moins-value a une incidence sur les résultats de la période.

À compter du 1<sup>er</sup> avril 2005, OPG comptabilise les impôts sur les bénéfices des secteurs à tarifs réglementés de ses activités conformément aux paragraphes 102 à 104, inclusivement, du chapitre 3465 du *Manuel de l'ICCA*, «Impôts sur les bénéfices». Par conséquent, OPG ne constate pas d'impôts futurs liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités dans la mesure où ces impôts futurs devraient être récupérés dans les prix réglementés futurs imposés à la clientèle.

Des actifs d'impôts futurs de 228 millions de dollars (269 millions de dollars en 2005) étaient inscrits au bilan consolidé au 31 décembre 2006. La Société est d'avis que le bénéfice imposable futur et les gains en capital seront suffisants pour permettre l'utilisation des déductions et des reports prospectifs. En raison de l'adoption de la comptabilisation fondée sur la réglementation des tarifs, OPG n'a pas inscrit les actifs d'impôts futurs de 3 514 millions de dollars (3 297 millions de dollars en 2005) qui auraient été inscrits selon la méthode axée sur le bilan et qui découlent surtout des écarts temporaires liés aux provisions pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires.

Des passifs d'impôts futurs de 477 millions de dollars (492 millions de dollars en 2005) étaient inscrits au bilan consolidé au 31 décembre 2006. En raison de l'adoption de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés, OPG n'a pas inscrit les passifs d'impôts futurs de 3 686 millions de dollars (3 380 millions de dollars au 31 décembre 2005) qui auraient été inscrits selon la méthode axée sur le bilan et qui découlent principalement d'écarts temporaires liés aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires.

## Immobilisations

OPG exerce ses activités dans un secteur à prédominance de capital et a besoin d'investir considérablement dans les immobilisations corporelles. Au 31 décembre 2006, la valeur comptable nette des immobilisations corporelles d'OPG s'élevait à 12 761 millions de dollars.

Les immobilisations corporelles sont soumises à un test de recouvrabilité chaque fois que des événements ou des changements de situation indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. La recouvrabilité des immobilisations corporelles est établie en comparant la valeur comptable d'un actif aux flux de trésorerie nets futurs non actualisés devant découler de l'actif sur sa durée de vie utile estimative. Si les flux de trésorerie futurs prévus non actualisés sont inférieurs à la valeur comptable, une dépréciation est constatée, laquelle correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur, ou sur les flux de trésorerie actualisés.

Diverses hypothèses et estimations comptables sont requises pour déterminer si une dépréciation devrait être constatée et, si c'est le cas, pour en établir la valeur. Cela comprend des facteurs comme les prévisions à court et à long terme du prix du marché de l'électricité dans l'avenir, l'offre et la demande d'électricité, les dates de mise en service des centrales nouvelles et fermées temporairement, l'inflation, les prix du combustible, les dépenses en capital et la durée de vie des centrales. Les flux de trésorerie nets futurs qu'OPG prévoit réaliser relativement à ses immobilisations corporelles pourraient être très différents des valeurs comptables nettes inscrites dans les états financiers consolidés d'OPG.

Les estimations comptables ayant trait à la dépréciation d'actifs nécessitent beaucoup de jugement de la part de la direction pour évaluer la durée de vie utile appropriée des actifs à long terme d'OPG, y compris la prise en compte de divers facteurs technologiques et autres. La Province a accepté le conseil que la SIERÉ a formulé dans son rapport de juin 2006 quant au besoin d'ajouter une capacité de 2 500 MW à 3 000 MW afin de préserver la fiabilité du réseau. Par conséquent, des délais supplémentaires ralentiront le plan de la Province visant le remplacement de la production alimentée au charbon d'ici 2009. En raison de ces délais, en date du 1<sup>er</sup> juillet 2006, OPG a prolongé la durée de vie de la totalité de ses centrales alimentées au charbon, aux fins du calcul de l'amortissement, en reportant l'échéance au 31 décembre 2012. Cette prolongation fera réduire la dotation aux amortissements de 126 millions de dollars en 2007 et de 46 millions de dollars en 2008. De 2009 à 2012, la dotation aux amortissements sera augmentée de 59 millions de dollars à chaque exercice. OPG réévaluera la durée de service des centrales alimentées au charbon après la publication du plan pour le réseau d'électricité intégré soumis, et son approbation subséquente par la CEO. Toute modification de la durée de service estimative des centrales alimentées au charbon, aux fins du calcul de l'amortissement, pourrait avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'OPG.

En 2006, OPG a prolongé la durée de service résiduelle de la centrale nucléaire Pickering B jusqu'à 2014 aux fins du calcul de l'amortissement après une révision des composantes abrégant la durée de vie, en tenant compte de facteurs de capacité récents. Cette prolongation a réduit la dotation aux amortissements de 36 millions de dollars en 2006. OPG continuera de réviser la durée de vie utile estimative de ses centrales, y compris les unités des centrales nucléaires Darlington et Bruce. Toute modification découlant de cette révision sera reflétée en 2007.

### Régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi

Le traitement comptable des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi d'OPG dépend des conventions comptables et des hypothèses retenues par la direction pour calculer les montants.

#### Convention comptable

D'après les principes comptables généralement reconnus du Canada, les résultats réels qui diffèrent des hypothèses utilisées, de même que les ajustements découlant des changements d'hypothèses, sont cumulés et amortis sur des périodes futures et influent donc généralement sur les charges constatées et l'obligation enregistrée au cours des périodes futures.

Au 31 décembre 2006, la perte actuarielle nette non amortie et les coûts non amortis des services passés pour les régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi s'élevaient à 1 937 millions de dollars (2 760 millions de dollars en 2005). La perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis aux 31 décembre 2006 et 2005 s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	Régime de retraite agréé		Régimes de retraite complémentaires		Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005
(Gain) actuariel net non encore amortissable						
en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	<b>(677)</b>	(48)	–	–	–	–
Perte actuarielle nette non amortissable						
en raison de l'utilisation du corridor	<b>931</b>	910	<b>15</b>	14	<b>207</b>	207
Perte actuarielle nette amortissable	<b>854</b>	875	<b>5</b>	4	<b>492</b>	678
Perte actuarielle nette non amortie	<b>1 108</b>	1 737	<b>20</b>	18	<b>699</b>	885
Coûts des services passés non amortis	<b>82</b>	100	<b>3</b>	4	<b>25</b>	16

#### Hypothèses comptables

Les hypothèses utilisées pour déterminer les obligations au titre des prestations projetées et les coûts des régimes d'avantages sociaux de la Société sont évaluées périodiquement par la direction en collaboration avec un actuaire indépendant. Les principales hypothèses, telles que le taux d'actualisation employé pour mesurer les obligations de la Société au titre

de prestations, le taux de rendement prévu à long terme des actifs des régimes et les coûts projetés des soins de santé, sont évaluées et mises à jour chaque année. Les taux d'actualisation employés par OPG pour établir les obligations au titre des prestations projetées et les coûts des régimes d'avantages sociaux de la Société sont fondés sur le rendement d'obligations de sociétés notées AA représentatives.

- ▶ Les actifs de la caisse de retraite sont évalués à des valeurs liées au marché afin de déterminer les gains ou les pertes actuariels et le rendement prévu des actifs des régimes. Une valeur liée au marché prend en compte les gains et les pertes sur les actifs en titres de capitaux propres à un taux de rendement réel présumé de 6 % sur une période de cinq ans.
- ▶ Pour ce qui est des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi, l'excédent de la fraction non amortie du gain net ou de la perte nette cumulée sur 10 % du montant le plus élevé entre l'obligation au titre des prestations et la valeur liée au marché des actifs des régimes (le « corridor ») est amorti sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active des employés.

De plus, les coûts des services passés résultant des modifications des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi sont amortis sur des périodes futures et influent donc sur les charges constatées et l'obligation enregistrée au cours des périodes futures.

Une variation de ces hypothèses, toutes les autres hypothèses demeurant constantes, aurait l'incidence suivante sur les coûts de 2006, excluant les composantes liées à l'amortissement :

(en millions de dollars)	Régime de retraite agréé	Régimes de retraite complémentaires	Autres avantages postérieurs à l'emploi
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(20)	s.o.	s.o.
Diminution de 0,25 %	20	s.o.	s.o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(11)	–	(3)
Diminution de 0,25 %	12	–	3
Inflation			
Augmentation de 0,25 %	36	1	–
Diminution de 0,25 %	(34)	(1)	–
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	10	1	–
Diminution de 0,25 %	(10)	(1)	–
Tendance des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s.o.	s.o.	34
Diminution de 1 %	s.o.	s.o.	(26)

s.o. – changement d'hypothèse sans objet.

### Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'OPG se composent des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires, ainsi que des coûts liés à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires découlant du déclassé des centrales à combustible fossile. Les passifs liés au déclassé des centrales nucléaires et à la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié représentent la plus grande part de l'obligation totale. Les estimations des passifs nucléaires sont revues annuellement dans le cadre du programme global continu de gestion des déchets nucléaires. Tout changement des passifs nucléaires en raison de nouvelles hypothèses ou estimations ayant une incidence sur le montant des flux de trésorerie non actualisés estimatifs initiaux est enregistré à titre d'ajustement des passifs, et le changement correspondant du coût de mise hors service de l'immobilisation est capitalisé dans la valeur comptable de l'immobilisation.

Les estimations des coûts liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires reposent sur d'importantes hypothèses puisque les programmes sont en vigueur pour plusieurs années. Les hypothèses importantes déterminant plusieurs facteurs techniques et opérationnels sont utilisées dans le calcul des charges à payer et font l'objet d'examen périodiques. Toute modification de ces hypothèses, y compris les modifications touchant le calendrier des

programmes, les technologies utilisées, le taux d'inflation et le taux d'actualisation, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des charges à payer.

Au quatrième trimestre de 2006, OPG a révisé les estimations de coûts prises en compte dans le plan de référence en vertu de l'ONFA. Le plan de référence approuvé («plan de référence pour 2006») en vertu de l'ONFA a entraîné une augmentation de 1 386 millions de dollars du passif lié à la gestion des déchets nucléaires et au déclassé d'OPG, et une augmentation correspondante de la valeur comptable des centrales nucléaires visées par ce passif. Les changements apportés au plan de référence et aux estimations de coûts découlent surtout des variations des indices économiques, de l'expérience récente du secteur en matière de déclassé de réacteurs et de la hausse des quantités de combustible irradié et de déchets attribuable à la prolongation des durées de service.

L'augmentation des flux de trésorerie non actualisés estimatifs au titre du passif lié à la gestion des déchets nucléaires et au déclassé d'OPG a été actualisée au taux sans risque ajusté en fonction du crédit qui est actuellement de 4,6 %. Une variation de dix points de base (0,1 %) de ce taux d'actualisation aurait une incidence d'environ 100 millions de dollars sur la valeur comptable des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

### **Modifications futures de conventions et d'estimations comptables**

En 2005, l'Institut Canadien des Comptables Agréés a publié trois nouvelles normes comptables : « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », « Couvertures » et « Résultat étendu ». Ces normes fournissent des directives à l'égard de la comptabilisation et de l'évaluation des actifs financiers, des passifs financiers et des dérivés non financiers. Elles fournissent aussi des directives à l'égard du classement des instruments financiers et de la comptabilité de couverture.

Ces normes sont en vigueur pour OPG à compter de 2007. OPG a achevé l'évaluation de l'incidence de ces normes sur ses états financiers consolidés. L'incidence de l'application de ces nouvelles normes aux états financiers consolidés d'OPG est résumée plus loin à la rubrique Incidence de l'adoption. Les paragraphes qui suivent présentent de plus amples renseignements sur chacune des trois nouvelles normes comptables relativement à OPG.

#### ***Résultat étendu***

En raison de l'adoption de ces normes, une nouvelle catégorie, Cumul des autres éléments du résultat étendu, sera ajoutée aux capitaux propres dans les bilans consolidés. Les principales composantes de cette catégorie comprendront les gains et les pertes latents sur les actifs financiers classés comme actifs disponibles à la vente, les écarts de change latents, après prise en compte des couvertures, et les variations de la juste valeur de la tranche efficace des instruments de couverture de flux de trésorerie. Ces montants seront inscrits à l'état des autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que les critères de constatation dans l'état des résultats consolidé soient respectés.

#### ***Instruments financiers – comptabilisation et évaluation***

Selon la nouvelle norme, les actifs financiers seront classés, aux fins comptables, dans une des catégories suivantes : placements détenus jusqu'à leur échéance, prêts et créances, actifs financiers détenus à des fins de transaction ou destinés à la vente; les passifs financiers seront classés comme détenus à des fins de transaction ou à des fins autres que de transaction. Les actifs et passifs financiers détenus à des fins de transaction seront évalués à la juste valeur, et les gains et les pertes seront comptabilisés en résultat net. Les actifs financiers détenus jusqu'à leur échéance, les prêts et créances ainsi que les passifs financiers détenus à des fins autres que de transaction seront évalués au coût amorti. Les instruments destinés à la vente seront évalués à la juste valeur, et les gains et pertes latents seront constatés dans les autres éléments du résultat étendu. La norme permet aussi de désigner tout instrument financier comme détenu à des fins de transaction au moment de sa comptabilisation initiale. Tous les dérivés, y compris les dérivés incorporés qui doivent être comptabilisés de manière distincte, doivent habituellement être classés comme détenus à des fins de transaction et comptabilisés à la juste valeur dans les bilans consolidés.

#### ***Couvertures***

Cette nouvelle norme précise les critères en vertu desquels la comptabilité de couverture peut être appliquée et comment la comptabilité de couverture doit être appliquée dans le cadre de chacune des stratégies de couverture permises : les couvertures de juste valeur, les couvertures de flux de trésorerie et les couvertures de l'exposition au risque de change d'un investissement net dans un établissement étranger autonome. Dans le cas d'une relation de couverture de juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est ajustée en fonction des gains ou des pertes attribuables au risque couvert et comptabilisée en résultat net. Cette variation de la juste valeur de l'élément couvert, dans la mesure où la relation de couverture est efficace, est contrebalancée par les variations de la juste valeur du dérivé. Dans le cas d'une relation de couverture de flux de trésorerie, la tranche efficace de la variation de la juste valeur du dérivé de couverture sera constatée dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. La tranche inefficace sera comptabilisée en résultat net. Les montants constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu seront reclassés en résultat net des périodes au cours desquelles le résultat net subit l'incidence de la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert. Dans le cas d'une couverture de l'exposition au risque de change d'un investissement net dans un établissement étranger autonome, les gains et les pertes de change des instruments de couverture seront constatés dans les autres éléments du résultat étendu.

#### ***Incidence de l'adoption***

À l'adoption des normes de comptabilisation des instruments financiers, les actifs des Fonds nucléaires qui ont été comptabilisés à leur coût amorti jusqu'à la fin de 2006 seront classés comme actifs détenus à des fins de transaction en 2007 et présentés à leur juste valeur. Avant le 1<sup>er</sup> janvier 2007, OPG évaluait les titres des Fonds nucléaires en fonction du cours de clôture des titres. À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007, OPG appliquera la méthode du prix offert. Toutefois, la modification de méthode d'établissement des prix ne devrait pas avoir une incidence importante sur le solde des Fonds nucléaires aux bilans consolidés.

L'ajustement transitoire lié à la modification de la comptabilisation des Fonds sera constaté dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis au 1<sup>er</sup> janvier 2007. L'ajustement transitoire lié aux dérivés incorporés dans des contrats à long terme sera aussi constaté dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis au 1<sup>er</sup> janvier 2007. La juste valeur des instruments de couverture désignés à titre de couvertures de flux de trésorerie sera constatée dans le solde d'ouverture du cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices. La juste valeur de ces couvertures est présentée à la note 12 afférente aux états financiers consolidés vérifiés.

Les montants transitoires qui seront comptabilisés dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis ou du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1<sup>er</sup> janvier 2007 sont les suivants :

	Au coût	À la juste valeur	Montants transitoires au 1 <sup>er</sup> janvier 2007	
(en millions de dollars)	<b>31 décembre 2006</b>	1 <sup>er</sup> janvier 2007	Bénéfices non répartis – solde d'ouverture	Cumul des autres éléments du résultat étendu – solde d'ouverture
Solde des Fonds nucléaires <sup>1</sup>	<b>7 694</b>	9 041	1 347	–
Montant à payer à la Province	<b>(100)</b>	(928)	(828)	–
	<b>7 594</b>	8 113	519	–
Débiteurs et autres actifs	<b>325</b>	372	–	47
Créditeurs et charges à payer	<b>(989)</b>	(1 005)	(6)	(10)
Passif d'impôts futurs, montant net	<b>(249)</b>	(265)	–	(16)
Ajustements transitoires			513	21

1) OPG a appliqué la méthode du prix offert pour ce qui est des titres des Fonds nucléaires. Par conséquent, la juste valeur des Fonds nucléaires ci-dessus est moindre que celle présentée à la note 9 afférente aux états financiers. La modification de la méthode d'établissement des prix n'a eu aucune incidence sur le solde général des bilans consolidés puisque la réduction de la juste valeur est contrebalancée par une variation correspondante du solde du montant à payer à la Province.

## Faits saillants du bilan

La rubrique qui suit présente les faits saillants de la situation financière consolidée vérifiée d'OPG tirés des principales données du bilan :

### Principales données du bilan

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2006	2005
<b>Actif</b>		
Débiteurs	<b>256</b>	538
Immobilisations corporelles, montant net	<b>12 761</b>	11 412
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	<b>7 594</b>	6 788
Actifs réglementaires	<b>251</b>	266
<b>Passif</b>		
Créditeurs et charges à payer	<b>989</b>	958
Rabais associé à la limite de revenus, à payer	<b>40</b>	739
Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires	<b>10 520</b>	8 759
Autres avantages postérieurs à l'emploi et régimes de retraite complémentaires (tranche à long terme)	<b>1 396</b>	1 212

#### Débiteurs

Au 31 décembre 2006, les débiteurs s'établissaient à 256 millions de dollars comparativement à 538 millions de dollars au 31 décembre 2005. La diminution de 282 millions de dollars découle principalement d'un volume de production d'électricité moins élevé en raison de températures anormalement élevées en décembre 2006 par rapport à décembre 2005.

#### Immobilisations corporelles, montant net

Au 31 décembre 2006, le montant net des immobilisations corporelles s'élevait à 12 761 millions de dollars contre 11 412 millions de dollars au 31 décembre 2005, une augmentation de 1 349 millions de dollars. L'augmentation est principalement attribuable à la modification de l'estimation du passif lié à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires de 1 386 millions de dollars, et à l'ajustement des immobilisations correspondant. Ces modifications sont amorties sur la durée de vie utile résiduelle des immobilisations connexes.

#### Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires

OPG est responsable de la gestion à long terme continue et de l'élimination des déchets nucléaires radioactifs et du combustible irradié découlant des activités ainsi que du déclassement futur de ses centrales nucléaires. Les obligations d'OPG ont trait aux centrales nucléaires Pickering et Darlington qui sont exploitées par OPG, de même qu'aux centrales nucléaires Bruce A et B qu'OPG loue à Bruce Power.

Aux fins de financement de ces obligations, OPG a établi et gère, conjointement avec la Province, un Fonds pour combustible irradié et un Fonds de déclassement, qui sont financés par OPG conformément à l'accord en vertu de l'ONFA. Le Fonds pour combustible irradié vise principalement à financer les dépenses futures liées à l'évacuation des grappes de combustible nucléaire irradié fortement radioactif tandis que le Fonds de déclassement a été établi pour financer les dépenses futures liées à l'enlèvement des immobilisations nucléaires et à l'évacuation de déchets nucléaires de faible activité et d'activité moyenne. OPG conserve les Fonds nucléaires dans des

comptes de garde en mains tierces qui sont distincts du reste des actifs d'OPG.

Les actifs des Fonds nucléaires sont investis dans des valeurs à revenu fixe et des titres de capitaux propres qui ont été comptabilisés à titre de placements à long terme, à la fraction non amortie du coût. Par conséquent, les gains et les pertes ne sont constatés qu'au moment de la vente d'un titre sous-jacent. Ainsi, il peut y avoir des gains et des pertes latents liés aux placements dans les Fonds nucléaires qu'OPG n'a pas constatés dans ses états financiers consolidés. Les Fonds nucléaires correspondent aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires dans les états financiers consolidés d'OPG. Au 31 décembre 2006, la valeur amortie des Fonds nucléaires s'établissait à 7 594 millions de dollars comparativement à 6 788 millions de dollars au 31 décembre 2005.

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG un rendement annuel de 3,25 % du Fonds pour combustible irradié plus la variation de l'indice des prix à la consommation de l'Ontario («rendement garanti») relativement au passif lié aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié. OPG comptabilise le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et l'inclut à titre de rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. La différence entre le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et le rendement réel du marché, selon la juste valeur des actifs du Fonds, qui comprend les rendements réalisés et latents, est due à ou par la Province. Comme OPG a comptabilisé les placements dans les Fonds nucléaires selon la méthode du coût amorti au 31 décembre 2006, le montant constaté dans les états financiers consolidés qui est dû à ou par la Province correspond à la différence entre le rendement garanti et le rendement réel d'après les rendements réalisés seulement. Au 31 décembre 2006, le Fonds pour combustible irradié comprenait un montant de 100 millions de dollars dû à la Province (4 millions de dollars au 31 décembre 2005). La valeur de l'actif lié au Fonds pour combustible irradié, compte tenu du rendement garanti et du montant connexe dû à la Province, était de 3 238 millions de dollars au 31 décembre 2006 (2 689 millions de dollars au 31 décembre 2005). Si les placements dans le Fonds pour combustible irradié avaient été comptabilisés à la juste valeur marchande dans les états financiers consolidés vérifiés au 31 décembre 2006, il y aurait un montant dû à la Province de 641 millions de dollars (306 millions de dollars au 31 décembre 2005). De plus, en vertu de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent du Fonds pour combustible irradié, sous réserve d'un coefficient de capitalisation minimal de 110 % comparativement à la valeur des passifs connexes.

En vertu de l'ONFA, le Fonds de déclassement comportait initialement un taux de rendement cible à long terme de 5,75 % par année. D'après le plan de référence approuvé pour 2006, ce taux a été révisé à 5,15 %. OPG est responsable du risque et de l'obligation liés aux augmentations des coûts estimatifs et au bénéfice du Fonds de déclassement. Selon l'ONFA, la Province a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds de déclassement qui correspond à l'écart positif entre la juste valeur de marché du Fonds de déclassement et les coûts d'achèvement estimatifs, comme approuvé en vertu du plan de

référence approuvé en vertu de l'ONFA. Au 31 décembre 2006, selon les coûts estimatifs d'achèvement autorisés dans le plan de référence pour 2006, le Fonds de déclassement était entièrement capitalisé selon la comptabilisation à la valeur marchande, mais sous-capitalisé selon la méthode du coût amorti. Lorsque le Fonds de déclassement est excédentaire selon la méthode du coût amorti, OPG limite le bénéfice qu'elle constate dans ses états financiers consolidés en imputant une charge au Fonds de déclassement et en inscrivant un montant correspondant dû à la Province, de sorte que le solde du Fonds de déclassement selon la méthode du coût amorti soit égal au coût estimatif du passif de déclassement selon le plan de référence pour 2006. Le montant dû à la Province pourrait être réduit au cours de périodes ultérieures si le rendement du Fonds de déclassement était en deçà de la cible de rendement, ou si un nouveau plan de référence était approuvé avec un passif estimatif de déclassement plus élevé.

Au 31 décembre 2006, la valeur de l'actif du Fonds de déclassement selon la méthode du coût amorti s'établissait à 4 356 millions de dollars comparativement à une valeur marchande de 5 169 millions de dollars, la différence représentant des gains latents nets de 813 millions de dollars. En vertu de l'ONFA, s'il arrivait qu'un solde excédentaire du Fonds de déclassement fasse que la capitalisation des passifs, comme définis dans les plans de référence en vertu de l'ONFA pour 1999 et 2006, soit d'au moins 120 %, OPG pourrait donner instruction qu'au plus la moitié de l'excédent dépassant ce niveau de capitalisation de 120 % soit considérée comme une cotisation au Fonds pour combustible irradié, auquel cas la SFIÉO aura droit à une distribution d'un montant équivalent.

En date du 1<sup>er</sup> janvier 2007, OPG a adopté le chapitre 3855 du *Manuel de l'ICCA*, «Instruments financiers – comptabilisation et évaluation». En raison de cette adoption, les placements dans les Fonds nucléaires et les montants correspondants dus à la Province seront classés comme détenus à des fins de transaction et seront évalués à leur juste valeur, et les gains et les pertes seront constatés dans les états financiers consolidés d'OPG. En raison de l'adoption initiale de la norme le 1<sup>er</sup> janvier 2007, OPG a comptabilisé un ajustement transitoire de 519 millions de dollars dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis, pour ajuster les placements dans les Fonds nucléaires et les crédettes connexes à leur juste valeur.

La Province garantit à OPG un rendement annuel du Fonds pour combustible irradié pour ce qui est des premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié à taux garanti; ainsi, tout écart entre le rendement garanti et le rendement réel fondé sur la juste valeur est contrebalancé par la variation du montant connexe dû à ou par la Province relativement au Fonds pour combustible irradié. Par conséquent, la nouvelle norme n'a aucune incidence sur le rendement du Fonds pour combustible irradié en 2007.

Le 1<sup>er</sup> janvier 2007, la juste valeur des placements dans le Fonds de déclassement excédait les coûts d'achèvement estimatifs en vertu du plan de référence approuvé pour 2006 aux termes de l'ONFA. Par conséquent, le solde du Fonds de déclassement a été réduit d'un montant dû à la Province, puisque le solde du Fonds de déclassement est plafonné à un montant égal aux coûts d'achèvement estimatifs prévus dans le plan de référence approuvé pour 2006 aux termes de l'ONFA.

Lorsque le Fonds de déclassement est surcapitalisé, son rendement doit être égal au taux de rendement cible à long terme qui est actuellement de 5,15 %. Si le Fonds de déclassement est sous-capitalisé, son rendement reflète le rendement réel du Fonds à la valeur marchande.

#### **Actifs réglementaires**

Au 31 décembre 2006, les actifs réglementaires étaient de 251 millions de dollars en regard de 266 millions de dollars au 31 décembre 2005. La variation des actifs réglementaires en 2006 est le fait surtout de l'amortissement des coûts reportés de remise en service de Pickering A de 25 millions de dollars, en partie contrebalancé par des coûts additionnels de 13 millions de dollars qui ont été reportés.

En raison de la modification du plan de référence approuvé, OPG constatera des charges additionnelles à compter de 2007, y compris l'actualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires et l'amortissement de la valeur comptable des immobilisations connexes. L'incidence de ces charges additionnelles sera atténuée par la constatation d'un actif réglementaire qui sera récupéré à même les prix futurs facturés à la clientèle, comme le prescrit le règlement modifié en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario).

#### **Créditeurs et charges à payer**

Au 31 décembre 2006, les créditeurs et charges à payer s'élevaient à 989 millions de dollars comparativement à 958 millions de dollars au 31 décembre 2005. L'augmentation de 31 millions de dollars est en partie imputable au moment des achats de combustible nucléaire et aux charges salariales engagées à la fin de l'exercice. L'augmentation a été en partie contrebalancée par une diminution des créditeurs attribuable au moment des achats de charbon et à un solde moins élevé d'impôt foncier à payer.

#### **Rabais associé à la limite de revenus à payer**

Le rabais associé à la limite de revenus à payer s'établissait à 40 millions de dollars au 31 décembre 2006 contre 739 millions de dollars au 31 décembre 2005. Des paiements de 860 millions de dollars ont été faits en 2006. Le solde de 40 millions de dollars au 31 décembre 2006 représente le rabais associé à la limite de revenus à payer pour la période du 1<sup>er</sup> août 2006 au 31 décembre 2006. La diminution du rabais associé à la limite de revenus à payer est en partie de nature temporelle, puisque le montant de 40 millions de dollars à payer au 31 décembre 2006 couvrait une période de cinq mois comparativement à une période de huit mois au 31 décembre 2005. De plus, le rabais associé à la limite de revenus à payer au 31 décembre 2006 reflétait une baisse des prix de l'électricité et un volume moindre de la production non réglementée d'OPG.

#### **Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires**

Le passif lié à l'enlèvement d'immobilisations (relatif aux centrales nucléaires et aux centrales à combustible fossile) et à la gestion des déchets nucléaires atteignait 10 520 millions de dollars au 31 décembre 2006 contre 8 759 millions de dollars au 31 décembre 2005. L'augmentation est principalement imputable à la modification de l'estimation du passif lié à

l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires de 1 386 millions de dollars dans le plan de référence approuvé aux termes de l'ONFA.

#### **Autres avantages postérieurs à l'emploi et régimes de retraite complémentaires**

La tranche à long terme du passif au titre des autres avantages postérieurs à l'emploi et des régimes de retraite complémentaires s'élevait à 1 396 millions de dollars au 31 décembre 2006 alors qu'elle était de 1 212 millions de dollars au 31 décembre 2005. La hausse de 184 millions de dollars découle principalement des coûts constatés en 2006, déduction faite des prestations versées.

#### **Ententes hors bilan**

Dans le cours normal des affaires, OPG est partie à diverses opérations, lesquelles, selon les PCGR du Canada, ne sont pas comptabilisées dans les états financiers consolidés de la Société, ou le sont à des montants qui diffèrent des montants contractuels totaux. Les principales activités hors bilan menées par OPG comprennent la titrisation de créances, des garanties qui prévoient une assurance financière ou de bonne exécution à des tiers au nom de certaines filiales et certains instruments dérivés et contrats à prix fixe à long terme.

#### **Titrisation**

En octobre 2003, OPG a conclu un accord de titrisation à rechargement avec une fiducie indépendante. La fiducie indépendante n'est pas contrôlée par OPG, et OPG n'en est pas le principal bénéficiaire. Par conséquent, les résultats de la fiducie ne sont pas consolidés. La titrisation donne à OPG une autre source de financement rentable. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, le coût moyen des fonds a été de 4,4 %, et les charges avant impôts sur les ventes à la fiducie ont été de 13 millions de dollars. L'entente de titrisation actuelle s'étend jusqu'en août 2009. Voir les notes 3 et 4 afférentes aux états financiers consolidés vérifiés annuels de 2006 d'OPG pour des renseignements additionnels.

#### **Garanties**

Dans le cours normal des affaires, OPG et certaines de ses filiales et coentreprises concluent diverses ententes fournissant une assurance financière ou de bonne exécution à des tiers au nom de certaines filiales et coentreprises. Ces ententes prévoient des garanties, des lettres de crédit de soutien et des cautionnements.

#### **Instruments dérivés**

La majeure partie des instruments dérivés d'OPG sont traités en tant que couvertures, les gains ou les pertes s'y rapportant étant constatés au moment du règlement, quand les opérations sous-jacentes sont effectuées. OPG détient des instruments financiers dérivés sur marchandises principalement pour couvrir le risque de variation du prix de marchandises associé aux fluctuations du prix de l'électricité. Des instruments dérivés de change servent à couvrir le risque lié aux achats prévus libellés en dollars américains. Lorsqu'un tel instrument dérivé cesse d'exister ou lorsque la désignation d'une relation de couverture prend fin, tout gain ou toute perte reporté connexe continue d'être reporté et sera constaté dans les résultats dans la même période que les gains ou les pertes correspondants associés à l'élément couvert. Lorsqu'un élément couvert cesse d'exister, tout gain ou toute perte reporté qui y est associé est constaté

dans l'état des résultats consolidé de la période en cours. Le gain reporté sur les instruments dérivés sur l'électricité et les couvertures de taux d'intérêt s'établissait à 41 millions de dollars au 31 décembre 2006, comparativement à une perte reportée de 130 millions de dollars au 31 décembre 2005. Pour des renseignements supplémentaires, voir la note 12 afférente aux états financiers consolidés vérifiés d'OPG au 31 décembre 2006 et pour l'exercice terminé à cette date.

Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont constatés comme des actifs ou des passifs, à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les autres revenus.

En date du 1<sup>er</sup> janvier 2007, OPG a adopté le chapitre 3865 du *Manuel de l'ICCA*, «Couvertures». Les instruments de couverture désignés comme couvertures de flux de trésorerie seront constatés dans le solde d'ouverture du cumul des autres éléments du résultat étendu. Les ajustements découlant des instruments de couverture désignés comme couvertures de flux de trésorerie seront constatés dans le solde d'ouverture du cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfiques.

## Gestion des risques

Le portefeuille d'actifs de production et les activités de négociation et de commercialisation de l'électricité d'OPG sont exposés à des risques inhérents, notamment le risque financier, le risque d'exploitation et le risque stratégique. Afin de gérer ces risques, le conseil d'administration et la direction d'OPG ont mis en œuvre un cadre de gestion des risques à l'échelle de l'entreprise pour la gouvernance, l'identification, l'évaluation, la surveillance et la communication des risques à l'échelle d'OPG et de ses unités fonctionnelles. La mise en œuvre et la coordination des activités de gestion des risques s'effectuent par l'entremise d'un groupe centralisé de gestion des risques, séparé et indépendant du groupe de gestion opérationnelle. L'information sur les risques des unités économiques est évaluée indépendamment et est regroupée par le Groupe de gestion des risques, puis est communiquée par le responsable de la gestion des risques au comité de vérification et de gestion des risques du conseil d'administration. Les facteurs de risque sont inclus dans la planification d'affaires au soutien de la viabilité de la Société et de la réalisation de ses objectifs spécifiés.

Bien qu'OPG estime que ses stratégies de gestion des risques soient appropriées, rien ne peut garantir que les risques ci-après ou d'autres facteurs de risque n'auront pas une incidence défavorable importante sur OPG. Plus particulièrement, la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario) et ses règlements connexes, l'imposition d'une limite de revenus sur les actifs non réglementés et les changements au mandat futur de la Société au sein du marché de l'électricité en Ontario pourraient avoir une incidence importante sur OPG.

## Classification des risques

Les activités d'OPG sont sujettes à de nombreux risques complexes. Aux fins de la présente analyse, ces risques ont été regroupés dans les trois catégories suivantes :

- Risque d'exploitation : risque de perte découlant d'événements externes ou de processus internes, de matériel et de systèmes mal conçus. Le risque d'exploitation

peut aussi découler de performances humaines inattendues ou médiocres à l'égard de processus ou de fonctions clés.

- Risque financier : risque de perte financière découlant de facteurs de marché externes se traduisant par des variations imprévues du crédit, des taux de change, des taux d'intérêt et des marchés des marchandises.
- Le risque stratégique est le risque que des événements ou des circonstances défavorables dans le contexte économique, politique et social et le contexte réglementaire d'OPG empêcheront la Société d'atteindre ses objectifs. Ces risques comprennent les risques associés à des changements réglementaires défavorables ou à des règlements existants onéreux, les risques découlant de situations économiques imprévues, le risque de perte financière ou d'atteinte à la réputation résultant d'actions politiques imprévues, et les risques inhérents à la planification de la relève.

## Risques d'exploitation

OPG est exposée aux répercussions financières du rendement incertain de ses installations de production. La quantité d'électricité produite par OPG est tributaire de l'approvisionnement en combustible, de la défaillance de l'équipement, des exigences d'entretien et des contraintes environnementales et réglementaires. Il existe aussi un risque qu'une détérioration fortuite du matériel requière d'importantes réparations et des mesures correctives additionnelles. Les premiers effets de ce risque sont une hausse des charges d'exploitation et le déclassement possible d'une unité de production en deçà de son niveau normal.

### Risque lié au secteur de la production nucléaire

L'incertitude entourant l'électricité produite par les centrales nucléaires d'OPG découle de divers processus de dégradation ou de vieillissement touchant trois types de composantes : les générateurs de vapeur, les canaux de combustible et les canalisations d'alimentation. Le risque lié à la production découle aussi d'autres structures, composantes ou systèmes présents dans les centrales nucléaires comme les systèmes de refroidissement de l'eau, les turbines et les structures et composantes de réacteurs. Bien qu'OPG dispose de plans de cycle de vie élaborés pour gérer la maintenance des composantes abrégant la durée de vie les plus cruciales des centrales, plusieurs autres composantes de la centrale n'y sont pas soumises.

OPG a un programme d'entretien préventif, qui comprend l'inspection et l'exécution de tests pour assurer une surveillance et une exploitation sécuritaire. Lorsqu'une exposition est soupçonnée ou décelée, un programme de surveillance précis est établi. Si une exposition se réalise, un programme de résolution est déclenché. Les deux types de programmes se traduisent habituellement par une hausse des charges d'exploitation et par le maintien ou la restauration de la capacité de production. Un programme de résolution actuellement utilisé consiste à remplacer les composantes de canalisation, connues sous le nom de canalisations d'alimentation. Les canalisations d'alimentation font partie du système de transport de la chaleur des réacteurs aux générateurs de vapeur qui alimentent les turbines produisant de l'électricité. Certaines canalisations d'alimentation ont affiché une dégradation plus importante

que prévue, et seront remplacées dans le cadre du programme actuel de remplacement des canalisations. Selon le degré de succès de ce programme, ce dernier sera prolongé si nécessaire.

Les programmes de gestion d'OPG relativement au risque lié à la technologie et à l'état des centrales ayant une incidence sur l'exploitation et la sécurité comprennent le partage de l'expérience en matière d'exploitation et d'informations avec d'autres exploitants de centrales nucléaires, et la participation à des programmes de recherche à l'échelle de l'industrie ou partagés de même que la mise au point de méthodes d'enquête et d'outils ou de méthodes de remédiation.

#### ***Incertitude liée à la réglementation***

Un élément additionnel du risque lié à la technologie est l'incidence de la technologie sur la réglementation en matière de production nucléaire et les modifications qu'elle entraîne pour les codes techniques. Partout dans le monde, l'expérience en matière d'exploitation contribue aussi à l'acquisition de connaissances nouvelles et d'une meilleure compréhension des enjeux relatifs aux activités nucléaires et à la sécurité, de sorte que l'environnement réglementaire est en constante évolution et que les mesures et évaluations de sécurité s'affinent. Ces changements entraînent une hausse des coûts d'exploitation et, dans certains cas, se traduisent par une réduction de la capacité de production d'une centrale ou le remplacement précoce d'une composante. Les divergences d'opinion quant à la pertinence ou à l'étendue des évaluations en matière de sécurité pourraient entraîner l'imposition de mesures correctives coûteuses ou une réduction de la production.

OPG gère le risque d'incertitude liée à la réglementation en maintenant des relations étroites avec les organismes de réglementation et les émetteurs de normes ou de codes. En collaboration avec d'autres membres du secteur, OPG encourage un mode de réglementation fondé sur le risque.

#### ***Risque lié au secteur de la production hydroélectrique***

L'efficacité de la production hydroélectrique d'OPG est en partie tributaire de la disponibilité de l'eau, qui peut varier d'une année à l'autre, surtout en raison des conditions climatiques. L'incertitude faisant partie intégrante des prévisions à l'égard des niveaux hydrologiques confère un degré d'incertitude élevé à la capacité de production hydroélectrique. OPG gère le risque au moyen de modèles de prévisions de production, qui tiennent compte des caractéristiques d'efficacité, des conditions hydrologiques et des indisponibilités prévues. Les conditions hydrologiques et les indisponibilités sont évaluées et surveillées de façon continue.

L'âge des centrales hydroélectriques varie de 14 ans à 108 ans, la moyenne s'établissant à 71 ans. Plus de 75 % de la capacité de production hydroélectrique est âgée de plus de 50 ans. En raison de la variabilité et de l'âge du matériel et des composantes civiles, il existe un risque que certaines installations nécessitent des travaux et des capitaux importants afin d'en maintenir la fiabilité. OPG gère le risque lié à la fiabilité en effectuant un entretien continu des composantes cruciales, des examens techniques, des évaluations de l'état des centrales, ainsi que des inspections pour déceler les travaux futurs nécessaires au maintien et, au besoin, à la mise à niveau des centrales et de leur équipement. Le succès du programme est suivi par l'évaluation des réductions du risque et des améliorations de la fiabilité.

Le secteur Production hydroélectrique exploite 232 barrages dans la province. Pour atténuer et gérer le risque lié à l'exploitation de ces barrages, OPG a un programme de sécurité prévoyant l'entretien, la mise à niveau et la réadaptation continue des barrages. OPG procède aussi régulièrement à des examens et à une surveillance de la sécurité des barrages, et des inspections *ad hoc* sont effectuées par des pairs. Des plans d'urgence et d'intervention ont été établis pour toutes les installations afin d'atténuer les pertes en cas de défaillance d'un barrage ou d'un déversement d'eau accidentel.

#### ***Risque lié au secteur de la production d'origine fossile***

La production des unités à combustible fossile peut être interrompue en cas de défaillances des centrales et de l'équipement. OPG gère et atténue les risques liés à ses centrales à combustible fossile en procédant à leur entretien continu et à des examens techniques, à des évaluations de leur état et à des examens cruciaux des processus de maintenance. OPG utilise les résultats de ces examens et évaluations pour apporter des modifications à ses programmes d'inspection, de maintenance et d'immobilisations. Les risques liés à la défaillance des centrales et de leur équipement ainsi qu'aux indisponibilités des centrales à combustible fossile d'OPG sont mesurés d'après la disponibilité des centrales à produire de l'électricité sur demande.

#### ***Risque lié aux projets importants***

OPG participe à plusieurs projets de développement importants, y compris le tunnel de Niagara, le projet du Lac Seul, le Portlands Energy Centre, d'autres projets touchant les unités d'exploitation, des projets de développement hydroélectrique, la remise à neuf possible de centrales nucléaires existantes et la possibilité d'ajout d'unités de production nucléaire à la centrale nucléaire Darlington d'OPG. Il existe un risque qu'OPG ne dispose pas de ressources suffisantes ou ne soit pas en mesure de mettre en œuvre plusieurs projets importants simultanément. Ce risque est particulièrement critique du fait de la complexité, de la longueur des projets et des risques inhérents à ces projets.

OPG a pris un grand nombre de mesures répondant aux défis particuliers que posent les divers projets de développement. OPG fait appel à des maîtres d'ouvrage délégués pour acquérir l'expertise technique nécessaire à la surveillance et au contrôle des projets. De plus, dans le cas des projets importants, des contrats de conception-construction ont été attribués, de sorte qu'OPG a une plus grande certitude quant aux coûts.

En ce qui a trait aux projets nucléaires, OPG a créé une nouvelle division dont le mandat consiste à évaluer la viabilité de la remise à neuf des installations nucléaires existantes afin d'en prolonger la durée de vie. Les activités de cette division comprennent des évaluations de l'état des centrales et des évaluations environnementales, l'aménagement des infrastructures appropriées pour les projets et la validation des diverses exigences réglementaires propres à l'industrie.

#### ***Risque lié aux ressources humaines***

La disponibilité de personnel qualifié pour faire fonctionner les installations existantes et mener à terme tous les projets de développement importants une fois démarrés représente un risque important pour OPG. Ce risque est accentué du fait qu'un nombre de plus en plus élevé de salariés en place approchent l'âge de la retraite anticipée. Par le passé, la fermeture prévue des centrales alimentées au charbon a quelque peu atténué le

risque de disponibilité de personnel. Toutefois, les retards récents encourus dans le programme de remplacement du charbon de la Province a rehaussé le niveau de ce risque.

Les unités d'exploitation ont des processus pour surveiller et suivre les variations démographiques et déceler tout manque de personnel à des fonctions cruciales, processus qui appuient leurs activités de recrutement. Les autres mesures d'atténuation comprennent des améliorations apportées à la formation du personnel, la planification de la relève et des programmes de formation et de perfectionnement. OPG a aussi mis en place des programmes de mentorat et a formé des partenariats avec divers groupes d'ouvriers pour mieux faire connaître le secteur de l'électricité.

#### **Risque lié à l'environnement**

Par sa politique environnementale, OPG s'engage à respecter la totalité des exigences légales et à remplir ses engagements environnementaux volontaires, à intégrer les facteurs environnementaux dans la planification de ses activités et sa prise de décisions, et à contribuer à la protection de l'environnement, à la prévention de la pollution et à l'utilisation efficiente de l'énergie et des ressources. OPG s'engage aussi à maintenir ses installations de production des systèmes de gestion de l'environnement conformes à la norme ISO 14001.

OPG surveille ses émissions dans l'atmosphère et dans l'eau et communique régulièrement les résultats aux différents organismes de réglementation, dont le ministère de l'Environnement, Environnement Canada et la Commission canadienne de sûreté nucléaire. Le public reçoit aussi des communications régulières à l'égard du rendement d'OPG sur le plan environnemental par l'intermédiaire de groupes consultatifs communautaires, de rapports environnementaux annuels, de bulletins communautaires, de visites libres et du site Web d'OPG. OPG a élaboré et mis en œuvre des programmes internes de surveillance, d'évaluation et de communication de l'information afin de gérer les risques environnementaux, tels que les émissions atmosphériques et les émissions dans l'eau, les rejets, les déversements, et le traitement des émissions radioactives et des déchets radioactifs. De plus, OPG continue de s'occuper de la contamination historique des sols dans le cadre de son programme volontaire d'évaluation et de décontamination des sols.

Les émissions de SO<sub>2</sub> et de NO<sub>x</sub> sont gérées au moyen de l'installation d'équipement spécialisé comme des épurateurs-laveurs, des brûleurs à faible émission de NO<sub>x</sub> et de l'équipement de réduction catalytique sélective. En outre, OPG achète du combustible à faible teneur en soufre et participe à un programme d'échange d'émissions réglementaire approuvé afin de maintenir le niveau des émissions dans les limites réglementaires. La Province a ordonné à l'OEO de concevoir un plan progressif d'abandon de la production alimentée au charbon le plus rapidement possible, tout en assurant un approvisionnement suffisant d'électricité au cours de la période d'abandon. Des améliorations de la technologie de contrôle des émissions sont aussi envisagées afin d'atténuer les effets sur l'environnement de la production alimentée au charbon d'ici la fermeture de ces centrales. Dans l'intervalle, OPG exploitera ses centrales alimentées au charbon conformément à toutes les exigences réglementaires et mettra en application des mesures d'amélioration continues conformes aux exigences de maintien en service de ces installations.

Les émissions de gaz à effet de serre («GES») d'OPG ont été gérées de façon volontaire, principalement au moyen d'améliorations apportées à l'efficacité énergétique et de l'achat de crédits de réduction des émissions de GES. En octobre 2006, le gouvernement fédéral a instauré la *Loi sur la lutte contre la pollution atmosphérique* de même que l'*Avis d'intention d'élaborer et de mettre en œuvre des règlements et d'autres mesures pour réduire les émissions atmosphériques*. Le gouvernement propose de réglementer les émissions de CO<sub>2</sub> de certains grands émetteurs et est actuellement en processus de consultation avec des intervenants, y compris OPG. Le gouvernement a l'intention de publier ses propositions de cadre réglementaire au printemps de 2007 et des règlements plus détaillés par secteur au printemps de 2008. Il est possible qu'OPG soit tenue de réduire la teneur en CO<sub>2</sub> des émissions de ses centrales à combustible fossile entre 2010 et 2015, fort probablement par l'achat de crédits compensatoires.

Des modifications des lois environnementales ou des retards dans la mise en œuvre du calendrier actuel de la politique de remplacement des centrales alimentées au charbon de la Province pourraient créer des risques de conformité pouvant nécessiter l'installation d'équipement ou de technologies de contrôle additionnels, l'achat de crédits de réduction des émissions supplémentaires, ou la réduction de la production des centrales à combustible fossile. De plus, le fait d'enfreindre les lois environnementales applicables pourrait donner lieu à des mesures coercitives, y compris la possibilité d'ordonnances ou d'accusations. De plus, certaines activités d'OPG peuvent contaminer les sols ou l'eau, ce qui nécessiterait des mesures de décontamination. Une responsabilité éventuelle associée à de tels événements pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise.

#### **Risque financier**

##### **Risque sur marchandises**

Le risque sur marchandises (le risque que les variations du prix sur le marché de l'électricité ou des combustibles utilisés pour produire l'électricité) aura une incidence défavorable sur le bénéfice et les flux de trésorerie d'exploitation d'OPG. Afin de gérer ce risque, la Société tente de maintenir un équilibre entre le risque sur marchandises inhérent à sa production d'électricité et le risque lié aux portefeuilles de combustible des installations dans la mesure où la liquidité de négociation dans les marchés des marchandises pertinents permet de le faire économiquement. Afin de gérer le risque lié aux matières premières, OPG a un programme de couverture sur combustibles, qui comprend des contrats à prix fixes et à prix indexés pour les combustibles fossiles et nucléaires, de même que des dérivés sur marchandises.

Conformément à un règlement adopté en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario), OPG reçoit des prix réglementés pour la plupart de ses installations hydroélectriques de base et la totalité des installations nucléaires qu'elle exploite (environ 60 % de la production d'OPG) depuis le 1<sup>er</sup> avril 2005. Ces prix devraient demeurer en vigueur jusqu'au 31 mars 2008 ou jusqu'à ce que la CEO établisse de nouveaux prix réglementés, si cet événement survient après. De plus, 85 % du reste de la production d'électricité non réglementée d'OPG, excluant la production de la centrale Lennox et les volumes liés aux contrats existants, fait l'objet d'une limite de revenus. Dans le cas où les prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario

seront inférieurs à cette limite, OPG évaluera la possibilité de récupérer des rabais à même les paiements futurs.

Bien qu'une tranche importante des revenus d'OPG soit fixe ou assujettie à la limite de revenus, les revenus d'OPG sont touchés par la variation des prix de l'électricité. Une hausse de 1 \$/MWh du prix de l'électricité sur le marché au comptant au-dessus du seuil du rabais associé à la limite de revenus ferait augmenter la marge brute d'OPG d'environ 16 millions de dollars, alors qu'une baisse de 1 \$/MWh sous le seuil du rabais

associé à la limite de revenus ferait baisser la marge brute d'environ 25 millions de dollars.

Les hausses et les baisses du prix de l'électricité sont attribuables aux variations d'autres facteurs comme le jeu de l'offre et de la demande d'électricité. Par conséquent, l'incidence de ces autres facteurs, jumelée à l'incidence du mécanisme de rabais associé à la limite de revenus, exerce un effet asymétrique sur la marge brute lorsque le prix de l'électricité est en hausse ou en baisse.

Les pourcentages de la production, des exigences en matière d'émissions et des besoins en combustible prévus couverts d'OPG sont les suivants :

	2007	2008	2009
Production estimative couverte <sup>1</sup>	93 %	91 %	70 %
Besoins en combustible estimatifs couverts <sup>2</sup>	99 %	96 %	92 %
Exigences en matière d'émissions de monoxyde d'azote (NO <sub>x</sub> ) estimatives couvertes <sup>3</sup>	100 %	100 %	100 %
Exigences en matière d'émissions de dioxyde de soufre (SO <sub>2</sub> ) estimatives couvertes <sup>3</sup>	100 %	100 %	100 %

1) Représente la tranche de la production future prévue en mégawattheures, y compris les achats d'énergie, pour laquelle la Société détient des engagements et des contrats de vente, y compris les obligations en vertu d'engagements de prix réglementés, les conventions avec la SIERÉ, les ventes aux enchères de l'OEO et la limite de revenus sur les actifs non prescrits d'OPG.

2) Représentent la tranche approximative de la production prévue en mégawattheures (et l'objectif de fin d'exercice pour le stock de combustible fossile) de tous les types d'installations (production d'origine fossile, nucléaire ou hydroélectrique) pour laquelle OPG a conclu des ententes ou a des obligations contractuelles pour garantir le niveau de disponibilité attendu ou le prix du combustible ou encore les services liés au combustible. Le combustible excédentaire en stock une année donnée est attribué à l'année suivante afin de mesurer les ratios de couverture. Comme la production hydroélectrique subit surtout l'influence des prévisions météorologiques et des conditions climatiques, on présume que les ratios de couverture sur combustibles pour les installations hydroélectriques sont de 100 %.

3) Représentent la tranche approximative de la production d'origine fossile prévue en mégawattheures pour laquelle OPG a acheté, s'est vu affecter ou a reçu des quotas et des crédits de réduction des émissions afin de respecter ses obligations en vertu du règlement 397/01 de l'Ontario en matière d'environnement.

#### **Risque lié à la négociation**

Les positions ouvertes sont mesurées par rapport aux limites de la valeur à risque («VaR»). Pour un portefeuille donné, la valeur à risque mesure la perte future éventuelle (en termes de valeur marchande) qui, dans des conditions de marché normales, ne sera pas dépassée dans un intervalle de probabilité défini au cours d'une période déterminée. L'utilisation de la VaR a été entre 1,2 million de dollars et 3,4 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, alors qu'elle était entre 0,7 million de dollars et 3,0 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005. L'utilisation de la VaR est étroitement surveillée afin d'en assurer la conformité avec les limites approuvées.

La liquidité de négociation continue d'être limitée en Ontario et sur les marchés interconnectés en raison des facteurs fondamentaux élargis du marché de l'énergie. En outre, la limite de revenus réduit l'exposition de la clientèle aux prix du marché au comptant de l'électricité et réduit davantage les activités de négociation.

#### **Risque d'illiquidité**

OPG exerce ses activités dans un secteur à prédominance de capital. Des ressources financières importantes sont nécessaires au financement des projets d'amélioration des immobilisations et des programmes de maintenance connexes des centrales. De plus, la Société a d'autres dépenses importantes comme les investissements dans de nouvelles capacités de production, les paiements relatifs au rabais associé à la limite de revenus, les obligations de financement annuelles en vertu de l'ONFA, la capitalisation des régimes de retraite et le remboursement de dettes à l'échéance auprès de la SFIÉO. La section *Situation de trésorerie et sources de financement* traite plus en détail de la liquidité de l'entreprise.

#### **Risque de change et risque de taux d'intérêt**

Le risque de change d'OPG est attribuable à deux facteurs principaux : les opérations libellées en dollars américains

comme l'achat de combustible fossile, et l'influence des prix des marchandises libellés en dollars américains sur les prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario. L'ordre de grandeur et la direction du risque face au dollar américain sont tributaires de la fiabilité de la production et de la volatilité des prix des marchandises libellés en dollars américains. OPG gère actuellement son risque au moyen de contrats à terme et de divers produits dérivés pour couvrir périodiquement ses risques anticipés face au dollar américain en conformité avec les politiques de gestion du risque approuvées.

OPG court un risque de taux d'intérêt pour ses programmes d'emprunts et de placements à court terme. La majeure partie de la dette existante d'OPG porte intérêt à des taux fixes. Le risque de taux d'intérêt découle du besoin de souscrire de nouveaux financements et de l'ajout possible de dettes à taux variable. Il peut être couvert à l'aide d'instruments dérivés. Ce risque est géré par un éventail d'activités de couverture, en conformité avec les politiques de gestion du risque de la Société.

#### **Risque de crédit**

Pour OPG, l'exposition au risque de crédit comprend deux volets principaux : le premier se rapporte à ses ventes d'électricité et le deuxième, à ses achats de services et de produits. Puisque la majeure partie des ventes d'OPG sont effectuées sur le marché au comptant géré par la SIERÉ, la direction d'OPG accepte ce risque de crédit en raison du rôle prédominant de la SIERÉ sur le marché de l'électricité en Ontario. Cette confiance est inspirée par les politiques et pratiques de gestion du risque de la SIERÉ, qui prévoient que tous les participants au marché au comptant respectent des normes précises de solvabilité. En outre, dans l'éventualité du défaut d'un participant, la perte est répartie au prorata entre tous les participants, ce qui réduit le risque individuel d'OPG.

Le tableau suivant donne des informations sur le risque de crédit associé aux ventes d'énergie et aux activités de négociation au 31 décembre 2006 :

Notes <sup>1</sup>	Nombre de contreparties <sup>2</sup>	Risque possible pour les contreparties les plus importantes		
		Risque possible <sup>3</sup> (en millions de dollars)	Nombre de contreparties	Risque de contrepartie (en millions de dollars)
Qualité supérieure	173	139	8	112
Qualité inférieure	57	20	2	12
SIERÉ <sup>4</sup>	1	385	1	385
<b>Total</b>	<b>231</b>	<b>544</b>	<b>11</b>	<b>509</b>

1) Les notes sont le résultat de l'analyse d'OPG, qui s'appuie sur les analyses disponibles des agences de notation externes, de même que sur les garanties et les lettres de crédit ou autres sûretés fournies, le cas échéant.

2) Les contreparties d'OPG sont définies par chaque convention cadre.

3) Le risque possible est l'appréciation par OPG du risque maximal sur la durée de vie de chaque opération selon un taux de confiance de 95 %.

4) Le risque de crédit pour la SIERÉ a atteint un sommet de 1 029 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 et de 1 146 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005.

Le deuxième volet du risque de crédit d'OPG a trait à l'exposition créée par les sociétés («contreparties») qui ont signé des contrats de prestation de services ou de fourniture de produits. OPG gère ce risque à l'aide d'une fonction de gestion du risque de crédit qui évalue de façon indépendante la totalité des contreparties importantes et fournit des informations de manière continue aux unités d'exploitation qui ont recours à ces services.

### Risques stratégiques

#### Risque lié à la réglementation

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> avril 2005, selon d'un règlement adopté en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario), OPG reçoit des prix réglementés pour la plupart de ses installations hydroélectriques de base et la totalité des installations nucléaires qu'elle exploite. Ces prix devraient demeurer en vigueur jusqu'au 31 mars 2008 au moins. Si des changements étaient apportés aux hypothèses fondamentales ayant servi à établir les prix réglementés, la Province pourrait modifier ces prix.

On s'attend que la CEO établisse de nouveaux prix réglementés censés entrer en vigueur un peu après le 31 mars 2008.

Le processus d'établissement de nouveaux prix réglementés comporte une incertitude inhérente. Les nouveaux prix établis par la CEO pourraient ne pas prévoir la récupération de la totalité des coûts d'OPG, y compris un taux de rendement approprié. Bien que certains coûts puissent ne pas être inclus dans ces nouveaux prix, ces dépenses pourraient toutefois demeurer nécessaires au maintien de la fiabilité et de la sécurité des actifs de production réglementaires d'OPG.

Le règlement en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario) a aussi prescrit à OPG d'établir des comptes d'écart pour les coûts en capital et autres qu'en capital engagés et les revenus gagnés ou les manques à gagner à compter du 1<sup>er</sup> avril 2005 liés à certaines circonstances non prévues. En outre, le règlement a prescrit à OPG d'établir un compte de report pour les coûts autres qu'en capital engagés à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005 relativement à la remise en service de la totalité des unités de la centrale nucléaire Pickering A, et d'établir un compte de report lié à certaines variations du passif lié à la gestion du combustible

irradié et du passif lié au déclassement nucléaire et à la gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne. L'exactitude et la prudence rattachées à tout solde de compte d'écart qu'OPG cherche à récupérer doivent être démontrées à la CEO dans le cadre du processus d'établissement de nouveaux prix réglementés qui devraient entrer en vigueur après le 31 mars 2008. L'exactitude de la comptabilisation de tout solde de compte de report lié aux variations des passifs nucléaires qu'OPG cherche à récupérer doit aussi être démontrée à la CEO. Tout solde de compte d'écart et de report rejeté par la CEO à une date future, le cas échéant, sera reflété dans les résultats d'exploitation de la période pendant laquelle la CEO rendra sa décision.

Par suite d'un processus de consultation pendant toute la durée de 2006, la CEO a conclu qu'une réglementation fondée sur un coût de service limité est appropriée pour OPG aux fins d'établissement des prix qui entreront en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> avril 2008. En vertu de la réglementation fondée sur le coût de service, un processus de demande de tarifs entraîne la mise en place de nouveaux prix calculés d'après l'ensemble des besoins de revenus et la production prévue.

La CEO a conclu que la première instance d'établissement de nouveaux prix devrait porter sur un nombre limité de questions, notamment le niveau approprié des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des installations réglementées, le taux de rendement approprié des capitaux propres, la récupération des soldes des comptes de report et d'écart établis conformément au règlement en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario), la possibilité d'établir un mécanisme d'optimisation de l'utilisation efficiente des installations nucléaires réglementées exploitées par OPG et l'incidence des dépenses en immobilisations relatives au projet du tunnel de Niagara. La CEO a aussi conclu que bien qu'une tranche de la production d'OPG provenant des centrales hydroélectriques réglementées continue de recevoir le prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario à titre d'incitatif pour encourager l'utilisation efficiente de ces actifs, elle procédera à l'examen du seuil actuel de 1 900 MWh pour toute heure au-delà duquel les prix du marché au comptant sont reçus par OPG.

La CEO a déclaré que sa première ordonnance relative aux prix devrait être en vigueur jusqu'au 31 décembre 2009, en supposant que l'examen par la CEO des données financières et des données de coûts d'OPG cible ce délai. OPG prévoit déposer une demande de nouveaux prix au cours de 2007. Les prix établis par la CEO peuvent avoir des répercussions importantes sur le rendement financier et les plans d'exploitation futurs d'OPG.

La date exacte d'entrée en vigueur des nouveaux prix, censée être après le 31 mars 2008, demeure incertaine à l'heure actuelle. Un report après le 1<sup>er</sup> avril 2008 entraînerait le maintien des prix actuels. Les prix actuels ont été établis par la Province avant le 1<sup>er</sup> avril 2005 en fonction des informations financières alors disponibles. Dans la mesure où ces prix ne refléteront pas les coûts et plans d'exploitation en cours, le rendement financier pourrait en souffrir.

#### Risque lié à la réputation

La perte de sa réputation constitue un risque important pour une société, et toutes les circonstances susmentionnées pourraient avoir une incidence sur la réputation d'OPG. Pour atténuer ce risque, la Société veille à préserver une survaleur, utilise les meilleures pratiques de l'industrie, est engagée envers la durabilité environnementale, s'adonne à une politique de transparence, exerce une gouvernance d'entreprise de pointe et assure une communication continue avec les intervenants. OPG cherche à éliminer les «surprises» pour les intervenants afin de préserver sa réputation, qui constitue une clé pour la réalisation des stratégies et l'atteinte des objectifs de la Société.

#### Autres risques

Les activités d'OPG sont assujetties à une réglementation et à des directives gouvernementales qui peuvent changer. Les questions soumises à la réglementation comprennent les éléments suivants : la structure du marché de l'électricité, les activités nucléaires, y compris la réglementation en vertu de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (Canada), la *Loi sur la responsabilité nucléaire* (Canada) et la *Loi sur les mesures d'urgence* (Ontario), la gestion des déchets nucléaires et le déclassement, les droits d'utilisation de l'eau, les questions environnementales, notamment les rejets dans l'atmosphère, et les impôts de remplacement. Étant donné que les exigences des lois peuvent changer et sont soumises à l'interprétation, OPG n'est pas en mesure de prévoir l'incidence de ces changements sur ses activités.

#### Opérations entre parties liées

Étant donné que la Province détient l'ensemble des actions d'OPG, les parties liées comprennent la Province, les autres sociétés ayant succédé à Ontario Hydro, dont Hydro One Inc. («Hydro One»), la SIERÉ et la SFIÉO. OPG conclut aussi des opérations entre parties liées avec ses coentreprises. Les opérations entre OPG et les parties liées sont mesurées à la valeur d'échange, soit la valeur de la contrepartie qui a été établie et acceptée par les parties liées.

Les opérations se résument comme suit :

	Revenus	Charges	Revenus	Charges
(en millions de dollars)	2006		2005	
Hydro One				
Ventes d'électricité	34	–	40	–
Services	–	13	–	12
Opérations de règlement	–	–	–	27
Province d'Ontario				
Frais sur les revenus bruts et les droits d'utilisation de l'eau et impôt foncier	–	132	–	132
Garanties	–	8	–	8
Garantie du taux de rendement du Fonds pour combustible irradié	–	96	–	–
Excédent de capitalisation du Fonds de déclassement	–	(7)	–	7
SFIÉO				
Frais sur les revenus bruts et impôt foncier	–	205	–	207
Intérêts créditeurs sur les montants à recevoir	–	(29)	–	(75)
Intérêts débiteurs sur les effets à long terme	–	203	–	211
Impôts sur le capital	–	51	–	51
Impôts sur les bénéficiaires	–	86	–	192
Frais d'indemnisation	–	2	–	5
SIERÉ				
Ventes d'électricité	5 029	146	6 517	329
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	–	–	(412)	–
Rabais associé à la limite de revenus	(161)	–	(739)	–
Services connexes	132	–	68	–
Divers	1	1	–	–
	<b>5 035</b>	<b>907</b>	5 474	1 106

Au 31 décembre 2006, les débiteurs comportaient 8 millions de dollars (14 millions de dollars en 2005) à recevoir de Hydro One et 71 millions de dollars (324 millions de dollars en 2005) à recevoir de la SIERÉ. Les créiteurs et les charges à payer au 31 décembre 2006 incluaient un montant de 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2005) à payer à Hydro One.

## Gouvernance

Le Règlement 58-101, « Information concernant les pratiques en matière de gouvernance », a été mis en application par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières pour donner une plus grande transparence sur le marché à l'égard des pratiques en matière de gouvernance d'entreprise des émetteurs.

### Conseil d'administration et administrateurs

Le conseil d'administration d'OPG est constitué de personnes ayant de solides compétences en gestion et restructuration de grandes entreprises, en gestion et exploitation de centrales nucléaires, en gestion de sociétés hautement capitalistiques, et en surveillance des relations avec les organismes de réglementation et les gouvernements, et des relations publiques. Le conseil exerce sa surveillance indépendante de la direction comme suit : la majorité des membres du conseil sont indépendants de la Société; les réunions du conseil sont tenues au moins six fois par année; une charte a été adoptée pour le conseil et pour chacun des comités du conseil; chaque comité est présidé par un administrateur indépendant, et une partie de chaque réunion du conseil et des comités est réservée afin que les administrateurs se rencontrent en l'absence des membres de la direction.

Les personnes suivantes sont les administrateurs d'OPG au 31 décembre 2006 :

#### *Jake Epp*

Calgary, Alberta (Canada)

Jake Epp a été nommé président du conseil d'administration d'Ontario Power Generation Inc. en avril 2004. Il a exercé la fonction de président du conseil d'administration par intérim de décembre 2003 jusqu'à sa nomination à sa fonction actuelle. Jake Epp a été membre du comité d'examen du gouvernement provincial créé en décembre 2003 et présidé par John Manley, dont le mandat était d'examiner le rôle futur d'OPG sur le marché ontarien de l'électricité, de revoir sa structure d'entreprise et de direction et de décider si OPG devrait aller de l'avant avec la remise à neuf de trois réacteurs nucléaires de plus à la centrale nucléaire Pickering A. Le comité a présenté son rapport au gouvernement en mars 2004. En mai 2003, Jake Epp a été choisi par le gouvernement de l'Ontario pour diriger un groupe spécial chargé d'analyser les retards et les dépassements de coûts à la centrale nucléaire Pickering A. Les conclusions du groupe spécial ont été publiées dans un rapport en décembre 2003. M. Epp est aussi accrédité par l'Institut des administrateurs de sociétés.

La principale fonction de M. Epp est la présidence du conseil d'administration d'Ontario Power Generation Inc., et il agit à titre d'administrateur de QHR Technologies Inc., un émetteur assujéti.

#### *James F. Hankinson*

Toronto, Ontario (Canada)

James Hankinson a été nommé président et chef de la direction d'Ontario Power Generation en mai 2005. Il possède une solide expérience en gestion dans les secteurs de l'énergie, du transport, des ressources et de la fabrication. De 1996 à 2002, il a été président et chef de la direction de la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick. À cette fonction, il a largement contribué à redresser l'exploitation et la situation financière d'Énergie NB. En 1973, il s'est joint à Canadien Pacifique Limitée où il a occupé le poste de chef de l'exploitation de 1990 à 1995. M. Hankinson est comptable agréé et est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires de l'Université McMaster ainsi que d'un doctorat honorifique en droit de l'Université Mount Allison. Il est aussi membre des conseils d'administration de CAE Inc. et d'Aliments Maple Leaf Inc.

La principale occupation de M. Hankinson est la fonction de président et chef de la direction d'Ontario Power Generation Inc.; de plus, il est administrateur de deux émetteurs assujéti, CAE Inc. et Aliments Maple Leaf Inc.

#### *Donald Hintz*

Punta Gorda, Floride (États-Unis)

Avant de prendre sa retraite comme président d'Entergy Corporation, Donald Hintz était chargé des actifs de production de 30 000 mégawatts d'Entergy, y compris dix centrales nucléaires. Avant d'accéder à cette fonction de président, il a été, pendant sept ans, président et chef de la direction d'Entergy Operations Inc. où il a supervisé l'amélioration des activités nucléaires d'Entergy dont le rendement a atteint le premier quartile. M. Hintz est actuellement membre du conseil d'administration d'Entergy Corp. Il est bachelier ès sciences en génie chimique de l'Université du Wisconsin, et il a réussi le programme exécutif en services publics de l'Université du Michigan et le programme de gestion avancée de l'Harvard Business School.

La principale occupation de M. Hintz est celle de président à la retraite d'Entergy Corporation; de plus, il est administrateur d'Entergy Corporation, un émetteur assujéti.

#### *Gary Kugler*

Burlington, Ontario (Canada)

Gary Kugler a pris sa retraite du poste de vice-président principal, Produits et services nucléaires, au sein d'Énergie atomique du Canada Limitée («EACL»). Il était responsable de la totalité des activités commerciales d'EACL, y compris les ventes et les services de centrales nucléaires à l'échelle mondiale. Durant ses 34 ans de service auprès d'EACL, il a également occupé divers postes techniques, de gestion de projets et de développement de marchés. Avant de se joindre à l'EACL, M. Kugler a servi comme pilote dans l'Aviation canadienne. M. Kugler est actuellement président du conseil d'administration de la Société de gestion des déchets nucléaires. Il est titulaire d'un baccalauréat ès sciences avec spécialisation en physique et d'un doctorat en physique nucléaire de l'Université McMaster.

La principale occupation de M. Kugler est celle de président du conseil de la Société de gestion des déchets nucléaires.

**M. George Lewis**

Toronto, Ontario (Canada)

George Lewis est président du conseil d'administration et chef de la direction de RBC Gestion d'Actifs Inc. M. Lewis est également premier vice-président, Gestion de patrimoine de la plateforme Particuliers et entreprises – Canada, de RBC Groupe Financier, la plus grande banque du Canada. Auparavant, il était directeur général, Secteur institutionnel à RBC Marchés des Capitaux, chargé des ventes, des négociations et des recherches et a été l'analyste le mieux coté au Canada trois années consécutives. Il possède une vaste expérience dans le secteur des placements et est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires avec distinction de l'Université Harvard et d'un baccalauréat en commerce avec haute distinction du Trinity College de l'Université de Toronto. Il est également analyste financier agréé et comptable agréé. Il est aussi accrédité par l'Institut des administrateurs de sociétés.

La principale occupation de M. Lewis est celle de président du conseil d'administration et chef de la direction de RBC Gestion d'Actifs Inc.

**David J. MacMillan**

Barnes, Londres (Royaume-Uni)

David MacMillan est administrateur non dirigeant d'Intergen N.V. et possède une vaste expérience internationale dans le secteur des projets d'énergie électrique et de leur financement. Il est aussi un ancien administrateur de Killingholme Power Limited. M. MacMillan est titulaire d'un baccalauréat ès arts et d'une maîtrise ès arts en économie de l'Université McGill.

La principale occupation de M. MacMillan est celle de conseiller financier.

**Corbin A. McNeill Jr.**

Jackson, Wyoming (États-Unis)

Corbin McNeill a pris sa retraite des fonctions de président du conseil d'administration et cochef de la direction d'Exelon Corporation, société née de la fusion de PECO Energy et d'Unicom Corp. Il a joint PECO en 1988 à titre de premier vice-président, Nucléaire, pour ensuite devenir président du conseil, président et chef de la direction. Auparavant, il a supervisé les activités nucléaires de la Public Services Electric and Gas Company et de la New York Power Authority. M. McNeill est actuellement administrateur d'Owens-Illinois, Inc. et de Portland General Electric. Il est bachelier ès sciences de l'U.S. Naval Academy et a réussi le programme exécutif de gestion de l'Université Stanford.

La principale occupation de M. McNeill est celle de président du conseil d'administration et cochef de la direction à la retraite d'Exelon Corporation; de plus, il est administrateur de deux émetteurs assujettis, Owens-Illinois, Inc. et Portland General Electric Company.

**Peggy Mulligan**

Mississauga, Ontario (Canada)

Peggy Mulligan est vice-présidente principale et directrice financière de Linamar Corporation. Avant sa nomination à sa fonction actuelle, Mme Mulligan a occupé, pendant 11 ans, les postes de première vice-présidente, Systèmes et exploitation, de vice-présidente principale, Vérification et d'inspecteur en chef de la Banque de Nouvelle-Écosse. Avant de rejoindre la

Banque de Nouvelle-Écosse, elle était associée de vérification chez PricewaterhouseCoopers à Toronto. Mme Mulligan détient un baccalauréat en mathématiques (avec distinction) de l'Université de Waterloo. Elle a été nommée FCA par l'Institut des comptables agréés de l'Ontario en 2003.

La principale occupation de Mme Mulligan est celle de chef des finances de Linamar Corporation, et elle agit à titre d'administratrice du fonds à revenu fixe Resolve Business Outsourcing, un émetteur assujetti.

**C. Ian Ross**

Collingwood, Ontario (Canada)

Ian Ross a travaillé à la Richard Ivey School of Business de l'Université Western Ontario de 1997 à septembre 2003. Plus récemment, il a été directeur principal de l'administration au bureau du doyen et cadre-résident à l'Institut d'entrepreneuriat, d'innovation et de croissance de cette école. Il a été administrateur, président et chef de la direction d'Ortech Corporation, président du conseil d'administration, président et chef de la direction de Provincial Papers Inc., ainsi que président et chef de la direction de Paperbound Industries Corp. M. Ross est actuellement administrateur de plusieurs sociétés, dont World Heart Corporation, le Fonds Canadien GrowthWorks Ltée, PetValu Canada Inc., Comcare Services de santé et eJust Systems (anciennement Praeda Managements Systems). Il est également membre du Barreau du Haut-Canada.

La principale occupation de M. Ross est celle de président du conseil d'administration de GrowthWorks Canadian Fund Ltd.; de plus, il est administrateur des émetteurs assujettis suivants : GrowthWorks Canadian Fund Ltd., PetValu Canada Inc. et World Heart Corporation.

**Marie C. Rounding**

Toronto, Ontario (Canada)

Marie Rounding est avocate pour le cabinet Gowling Lafleur Henderson s.r.l. Elle est ancienne présidente et chef de la direction de l'Association canadienne du gaz (ACG) et a occupé le poste de présidente du conseil de la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) de 1992 à 1998. Elle possède une vaste expérience en droit réglementaire et administratif, et, à titre de chargée principale de la réglementation, elle a participé à la déréglementation des marchés du gaz naturel et à la restructuration rapide du secteur de l'électricité en Ontario. Mme Rounding est diplômée de l'University of Western Ontario et de l'école de droit Osgood Hall.

La principale occupation de Mme Rounding est celle d'avocate au sein du cabinet Gowling Lafleur Henderson s.r.l.

**William Sheffield**

Toronto, Ontario (Canada)

William Sheffield est ancien chef de la direction de Sappi Fine Paper plc, et ancien premier vice-président, Exploitation internationale et expansion de l'entreprise chez Abitibi-Consolidated. Il possède de l'expérience dans l'exploitation de grandes industries internationales. M. Sheffield a aussi travaillé pendant 17 ans pour Stelco. Il est actuellement membre des conseils d'administration de Velan Inc., Postes Canada, Houston Wire & Cable Company et Les Distilleries Corby. M. Sheffield est bachelier ès sciences en chimie de l'Université Carleton,

détient une maîtrise en administration des affaires de l'Université McMaster, a réussi le programme de gestion avancée de l'école de gestion INSEAD en France et est accrédité par l'Institut des administrateurs de sociétés.

La principale occupation de M. Sheffield est celle d'administrateur de sociétés; de plus, il est administrateur des émetteurs assujettis suivants : Les Distilleries Corby Ltée, Houston Wire & Cable Company et Velan Inc.

**David G. Unruh**

Vancouver, Colombie-Britannique (Canada)

David Unruh a pris sa retraite des fonctions d'avocat et de cadre supérieur dans le domaine de l'énergie, occupant actuellement un poste d'administrateur au sein de Westcoast Energy Inc. et d'Union Gas Limited, toutes deux des entreprises de Duke Energy. M. Unruh est aussi administrateur de Catalyst Paper Corporation, Pacific Northern Gas Inc., Corriente Resources Inc., The Wawanesa Mutual Insurance Company et Canada Line

Rapid Transit Inc. Avant cela, il occupait le poste de premier vice-président et d'avocat général de Duke Energy Gas Transmission, Houston, et, avant cela, le poste de premier vice-président aux affaires juridiques et secrétaire général de Westcoast Energy Inc. M. Unruh a pratiqué le droit des sociétés et le droit commercial à Winnipeg (Manitoba), avant de se joindre à Westcoast Energy Inc., à Vancouver (Colombie-Britannique), en 1993.

La principale occupation de M. Unruh est celle d'administrateur de sociétés; de plus, il est administrateur des émetteurs assujettis suivants : Catalyst Paper Corporation, Union Gas Limited, Corriente Resources Inc., Westcoast Energy Inc., et Pacific Northern Gas Ltd.

Le tableau qui suit présente l'ancienneté, au sein du conseil d'administration et de ses comités, de chaque administrateur d'OPG, ainsi que leur présence aux réunions du conseil d'administration et des comités en 2006 :

Administrateur	Nomination au conseil d'administration et à ses comités	Présences en 2006	
Jake Epp	Conseil d'administration (depuis décembre 2003)	10/10	100 %
	Comité de la rémunération et des ressources humaines (depuis novembre 2004)	6/6	100 %
	Comité de gouvernance et de nomination (depuis août 2005)	6/6	100 %
	Comité des projets de production nucléaire (depuis novembre 2006)	1/1	100 %
	Le président du conseil est invité à toutes les réunions des autres comités	22/22	100 %
James F. Hankinson	Conseil d'administration (depuis décembre 2003)	9/10	90 %
	Le président et chef de la direction est invité à toutes les réunions des comités, sauf à celles du comité de la rémunération et des ressources humaines	31/34	91 %
Donald Hintz	Conseil d'administration (depuis octobre 2004)	8/10	80 %
	Comité de rémunération et des ressources humaines (depuis novembre 2004)	5/6	83 %
	Comité de l'exploitation nucléaire* (depuis novembre 2004)	6/6	100 %
	Comité des projets de production nucléaire (depuis novembre 2006)	1/1	100 %
Gary Kugler	Conseil d'administration (depuis septembre 2004)	10/10	100 %
	Comité de vérification et de gestion des risques (depuis novembre 2004)	6/6	100 %
	Comité de gouvernance et de nomination (depuis août 2005)	6/6	100 %
	Comité de l'exploitation nucléaire (depuis novembre 2004)	6/6	100 %
	Comité des projets de production nucléaire (depuis novembre 2006)	1/1	100 %

Administrateur	Nomination au conseil d'administration et à ses comités	Présences en 2006	
M. George Lewis	Conseil d'administration (depuis février 2005)	9/10	90 %
	Comité de vérification et de gestion des risques* (depuis février 2005)	6/6	100 %
	Comité de surveillance de l'investissement des fonds* (depuis mars 2005)	2/2	100 %
David J. MacMillan	Conseil d'administration (depuis septembre 2004)	10/10	100 %
	Comité de l'exploitation nucléaire (depuis novembre 2004)	6/6	100 %
	Comité des projets importants* (depuis novembre 2004)	8/8	100 %
Corbin A. McNeill Jr.	Conseil d'administration (depuis octobre 2004)	10/10	100 %
	Comité de gouvernance et de nomination* (depuis août 2005)	5/6	83 %
	Comité de surveillance de l'investissement des fonds (depuis mai 2005)	2/2	100 %
	Comité de l'exploitation nucléaire (depuis novembre 2004)	6/6	100 %
	Comité des projets de production nucléaire* (depuis novembre 2006)	1/1	100 %
Peggy Mulligan	Conseil d'administration (depuis décembre 2005)	8/10	80 %
	Comité de vérification et de gestion des risques (depuis février 2006)	5/6	83 %
C. Ian Ross	Conseil d'administration (depuis décembre 2003)	10/10	100 %
	Comité de vérification et de gestion des risques (depuis novembre 2004)	6/6	100 %
	Comité de gouvernance et de nomination (depuis août 2005)	6/6	100 %
	Comité des projets importants (depuis novembre 2004)	8/8	100 %
	Comité des projets de production nucléaire (depuis novembre 2006)	1/1	100 %
Marie C. Rounding	Conseil d'administration (depuis septembre 2004)	10/10	100 %
	Comité de la rémunération et des ressources humaines (depuis novembre 2004)	6/6	100 %
	Comité de l'investissement des fonds (depuis mai 2005)	2/2	100 %
	Comité des projets importants (depuis novembre 2004)	8/8	100 %
William Sheffield	Conseil d'administration (depuis septembre 2004)	10/10	100 %
	Comité de la rémunération et des ressources humaines* (depuis novembre 2004)	6/6	100 %
	Comité de surveillance de l'investissement des fonds (depuis février 2005)	2/2	100 %
	Comité des projets importants (depuis novembre 2004)	8/8	100 %

Administrateur	Nomination au conseil d'administration et à ses comités	Présences en 2006	
David G. Unruh	Conseil d'administration (depuis septembre 2004)	10/10	100 %
	Comité de la rémunération et des ressources humaines (depuis novembre 2004)	6/6	100 %
	Comité de vérification et de gestion des risques (depuis novembre 2004)	6/6	100 %
	Comité des projets importants (depuis décembre 2004)	8/8	100 %

\* Président du comité.

Tous les administrateurs présentés sont indépendants aux termes de l'article 1.4 du Règlement 52-110, à l'exception de James F. Hankinson, qui est président et chef de la direction d'OPG, et de Gary Kugler, qui est président du conseil d'administration de la Société de gestion des déchets nucléaires.

### Orientation et formation continue

Un programme d'orientation est mis en place pour les administrateurs dès qu'ils sont nommés au conseil d'administration d'OPG :

- ▶ Les administrateurs reçoivent une trousse d'information après l'élection d'un nouvel administrateur au conseil.
- ▶ Les administrateurs reçoivent un manuel de l'administrateur, les familiarisant avec la formation et les pratiques de gouvernance du conseil, y compris les conventions d'actionnaires, les chartes du conseil et des comités, les rôles et les responsabilités des administrateurs, la description des fonctions de président du conseil et des comités, les politiques de l'entreprise et le code de conduite approuvés par le conseil, la rémunération et la protection d'assurance des administrateurs et des dirigeants, les évaluations du conseil et des comités, et les activités récentes du conseil.
- ▶ Les administrateurs assistent à une séance d'orientation portant sur l'exploitation et les activités d'OPG.
- ▶ Des visites du réseau de production d'OPG sont organisées.

Le conseil encourage de plusieurs façons la formation continue des administrateurs, que ce soit sur les activités d'OPG ou sur leurs fonctions d'administrateurs :

- ▶ Des exposés spéciaux sont présentés au conseil ou à un comité sur des aspects précis ou uniques des activités d'OPG, notamment les activités et les contrôles relatifs aux couvertures d'OPG, et la gestion des déchets nucléaires.
- ▶ Pratiquement toutes les réunions du conseil sont précédées d'une séance de formation du conseil. Les suggestions de sujets à aborder au cours de ces séances de formation sont soumises au président du comité de gouvernance et de nomination.
- ▶ Les visites des principales installations sont organisées afin de coïncider avec les séances d'orientation des administrateurs et les réunions du conseil qui sont tenues sur le site des installations d'OPG.
- ▶ OPG parraine l'inscription des administrateurs aux programmes de l'Institut des administrateurs de sociétés, du Rotman Business School Director College, ou d'institutions équivalentes.

- ▶ OPG encourage aussi les administrateurs à assister à des congrès sur des thèmes touchant les activités d'OPG ou à des séances de formation continue pertinentes pour leurs responsabilités d'administrateurs.

### Éthique

OPG a une politique de comportement éthique ainsi qu'un code de conduite qui sont approuvés par le conseil. La charte du comité de vérification et de gestion des risques prévoit la réception de rapports réguliers formels de la part de la direction sur le respect du code de conduite, y compris des rapports sur les cas de fraude avérés et les mesures prises à leur égard, notamment les mesures disciplinaires. Le comité de vérification et de gestion des risques reçoit aussi un rapport annuel portant sur le code de conduite pour s'assurer que les codes de conduite et les programmes de conformité appropriés sont instaurés et appliqués, et que des mesures correctrices sont prises au besoin. Un exemplaire du code de conduite d'OPG a été déposé sur le site de SEDAR ([www.sedar.com](http://www.sedar.com)). Le comité de vérification et de gestion des risques a aussi établi des procédures de réception, d'enregistrement et de traitement des plaintes portant sur les contrôles comptables internes ou les questions de vérification, ainsi que des procédures permettant aux employés de porter à son attention des questions semblables de façon anonyme et confidentielle.

Le conseil a adopté un processus annuel de déclaration écrite par les administrateurs pour : i) cerner les conflits d'intérêt potentiels aux fins de la conformité à la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), ii) valider leur indépendance et leurs compétences sur le plan des finances, afin de se conformer à la réglementation sur les valeurs mobilières portant sur les obligations des conseils d'administration et des comités de vérification, et iii) satisfaire aux autres exigences en matière de communication et de dépôt d'information.

### Nomination des administrateurs

Les responsabilités du comité de gouvernance et de nomination sont les suivantes : i) établir et tenir à jour une liste des compétences optimales que les membres du conseil devraient posséder collectivement, ii) recommander un processus de repérage de candidats aux postes d'administrateurs, iii) recommander des critères de sélection, iv) repérer des candidats aux postes d'administrateurs pour le conseil, et v) recommander au conseil des candidats valables. Le conseil soumet à l'actionnaire les candidatures recommandées. Les nominations d'administrateurs par l'actionnaire sont aussi examinées par le comité de gouvernance et de nomination.

Le conseil compte 12 administrateurs.

## Rémunération

### *Rémunération des administrateurs*

Au printemps de 2005, le comité de la rémunération et des ressources humaines du conseil a retenu les services d'un consultant indépendant pour effectuer une analyse comparative de la rémunération des administrateurs et de celle d'administrateurs d'autres sociétés dont la taille, la complexité des affaires et le profil de risque sont semblables à ceux d'OPG. Le comité de la rémunération et des ressources humaines a soumis au conseil ses recommandations à l'égard de la rémunération des administrateurs. Le président du conseil les a par la suite communiquées à l'actionnaire. En 2006, le comité de gouvernance et de nomination a été chargé de la surveillance et de l'examen annuels du niveau et de la nature de la rémunération des administrateurs. Par suite de l'examen complet réalisé en 2005 et de la mise à jour de l'analyse comparative, le comité de gouvernance et de nomination n'a recommandé aucune modification à la rémunération des administrateurs, à l'exception d'une augmentation des honoraires annuels du président du comité de vérification et de gestion des risques afin de s'assurer qu'ils reflètent mieux les responsabilités et les risques de la fonction, et qu'ils sont concurrentiels à ceux versés par des entités comparables.

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 \$ à titre de président d'un comité et pour chacun des comités dont il est membre. Du fait que le président du comité de vérification et de gestion des risques assume des obligations et des responsabilités accrues depuis certaines modifications réglementaires récentes en Amérique du Nord, ses honoraires annuels s'élèvent à 8 000 \$.

Les administrateurs sont rémunérés pour chaque réunion à laquelle ils assistent et reçoivent des honoraires de 1 500 \$ ou de 750 \$, selon ce que détermine le président du conseil d'administration ou du comité.

Afin que le conseil dispose de compétences nationales et internationales, les administrateurs non résidents sont rémunérés en dollars américains convertis au pair et les administrateurs qui parcourent de longues distances reçoivent une prime de déplacement en guise de compensation du temps de déplacement pour assister aux réunions du conseil d'administration et des comités.

Les administrateurs sont aussi remboursés des frais de déplacement et autres qu'ils engagent pour assister aux réunions ou pour s'acquitter des autres obligations liées à leur rôle d'administrateur.

Le président du conseil d'administration, à titre de président du conseil non membre de la direction, reçoit des honoraires annuels globaux de 150 000 \$, et ses frais, y compris les frais de déplacements et autres, lui sont remboursés.

### *Rémunération du chef de la direction*

Le comité de la rémunération et des ressources humaines du conseil d'administration supervise, au nom du conseil, l'établissement des buts et objectifs annuels du chef de la direction et l'évaluation annuelle du rendement du chef de la direction, et présente ses recommandations au conseil relativement à la rémunération de ce dernier. Le comité de la rémunération et des ressources humaines fait appel à un

conseiller indépendant pour faire un suivi et une analyse comparative de la rémunération dans l'industrie.

En 2006, le comité de la rémunération et des ressources humaines du conseil d'administration a retenu les services d'un conseiller indépendant de Mercer, Consultation en ressources humaines afin d'effectuer une analyse comparative de la rémunération du président et chef de la direction par rapport à l'industrie, et afin de confirmer le caractère approprié de la rémunération compte tenu de la nature, de la complexité et du profil de risque des activités d'OPG. Le comité de la rémunération et des ressources humaines a soumis sa recommandation à l'approbation du conseil. Le président du conseil en a par la suite informé l'actionnaire.

OPG est assujettie à la *Loi sur la divulgation des traitements dans le secteur public* et est tenue de divulguer les salaires supérieurs à 100 000 \$. Aux fins de l'application de cette loi, les salaires comprennent les primes et les avantages imposables qui sont réellement reçus au cours d'une année et déclarés aux fins de l'impôt sur le revenu des particuliers. Conformément à cette exigence de divulgation, le président et chef de la direction a reçu une rémunération de 1 488 123 \$, y compris le revenu imposable et les avantages imposables en 2006.

### **Comités du conseil d'administration**

Le conseil d'administration a établi sept comités qui se penchent sur des questions cruciales pour la Société :

#### *Comité de vérification et de gestion des risques*

Le comité est responsable de l'examen des dépôts réglementaires des documents de la Société, y compris les états financiers, les rapports de gestion et les communiqués de presse avant leur diffusion dans le public. Le comité est aussi responsable de la supervision de la fonction de vérification interne, du travail des vérificateurs externes, y compris leur nomination et leur rémunération, de voir à ce que la Société dispose de contrôles appropriés des processus de communication de l'information financière et de gestion des risques, et de la conformité aux politiques réglementaires et internes. Le comité est aussi responsable de la supervision de la politique d'OPG en matière de comportement éthique et du code de conduite, y compris des rapports sur les programmes de conformité, sur les cas de fraude fondés et sur le traitement de ces cas, y compris les mesures disciplinaires.

#### *Comité de la rémunération et des ressources humaines*

Ce comité est axé sur les questions relatives aux ressources humaines, y compris les pratiques de rémunération, les objectifs et la rémunération du chef de la direction, la communication de renseignements à l'égard des questions de rémunération et de ressources humaines, l'évaluation des compétences en leadership, y compris la planification de la relève, les politiques de ressources humaines en matière de plaintes des employés, de la diversité et d'équité salariale, la conception organisationnelle, les relations de travail, les régimes de retraite et les politiques connexes, ainsi que les programmes de rémunération, de formation et d'évaluation du conseil.

#### *Comité de gouvernance et de nomination*

Le comité conçoit des principes de gouvernance pour OPG qui sont conformes aux normes élevées de gouvernance d'entreprise et procède, de manière continue, à l'examen et à l'évaluation du système de gouvernance d'entreprise d'OPG

dans le but de préserver ces normes élevées. Le comité repère et recommande des candidats valables qui peuvent être élus ou nommés au conseil afin que leur candidature soit soumise à l'actionnaire dans l'éventualité de la vacance d'un poste d'administrateur. Finalement, le comité examine et recommande les processus d'OPG à l'égard de l'orientation, de l'évaluation et de la rémunération des administrateurs.

#### **Comité de surveillance de l'investissement des fonds**

Le comité assiste le conseil dans l'exercice de ses responsabilités à l'égard de la caisse de retraite d'OPG, du Fonds pour combustible irradié et du Fonds de déclassement. Le comité assure la supervision des investissements d'actifs et des passifs liés aux investissements, ainsi que la gestion de tout excédent (déficit) des fonds. Précisément, le comité procède à l'examen des politiques en matière d'investissement, de risque et de composition de l'actif, approuve les objectifs annuels de rendement des portefeuilles d'investissements et surveille le rendement des fonds.

#### **Comité des projets importants**

Ce comité assiste le conseil dans la supervision des grands projets d'approvisionnement en électricité non nucléaire, y compris la conception, l'octroi de contrats, le financement et la surveillance de la construction.

#### **Comité des projets de production nucléaire**

Ce comité a été créé en 2006 par suite d'une directive de l'actionnaire aux fins i) d'entreprendre des études de faisabilité quant à la remise à neuf de ses unités nucléaires existantes, et ii) de mettre en branle un processus d'approbations fédérales, y compris une évaluation environnementale, en vue de l'installation de nouvelles unités nucléaires sur un site existant. Ce comité aide le conseil d'administration à s'acquitter de ses obligations de supervision des projets de nouvelles centrales nucléaires et des projets de remise à neuf et de prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires existantes.

#### **Comité de l'exploitation nucléaire**

Ce comité est responsable de la supervision de l'exploitation sécuritaire et efficiente des activités nucléaires d'OPG, de la conformité des installations nucléaires d'OPG à la réglementation, de l'examen des rapports de superviseurs indépendants sur les activités nucléaires d'OPG, de l'examen des questions de gestion et d'organisation des activités nucléaires d'OPG, de la sécurité des installations et des substances nucléaires d'OPG, et de la supervision des obligations d'OPG relativement à la gestion des déchets nucléaires et du déclassement d'installations nucléaires.

#### **Évaluations**

L'évaluation annuelle du conseil d'administration et des comités est fondée sur des questionnaires confidentiels portant sur l'évaluation de sa performance et sur la conformité aux chartes du conseil d'administration et des comités. En octobre 2006, le comité de gouvernance et de nomination a entamé le processus d'évaluation de la performance du conseil d'administration, en plus du processus d'évaluations des comités. Le processus annuel est supervisé par le président du comité de gouvernance et de nomination, qui en présente les résultats et les recommandations d'amélioration au conseil d'administration. Le conseil d'administration commencera l'évaluation individuelle des administrateurs au cours du processus d'évaluation de 2007.

#### **Renseignements supplémentaires sur la gouvernance d'OPG**

OPG fournit des renseignements supplémentaires sur la gouvernance d'OPG sur son site Web ([www.opg.com](http://www.opg.com)), y compris les éléments suivants :

- ▶ Protocole d'entente
- ▶ Directives de l'actionnaire
- ▶ Chartes du conseil d'administration et des comités
- ▶ Description des fonctions de président du conseil d'administration et de président de chacun de ses comités
- ▶ Code de conduite
- ▶ Politique de communication de l'information

#### **Information sur le comité de vérification et de gestion des risques**

Le Règlement 52-110 a été mis en œuvre par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières pour encourager les émetteurs à établir et à garder en place des comités de vérification solides, efficaces et indépendants, qui améliorent la qualité de l'information financière et qui, en bout de ligne, stimulent la confiance des investisseurs dans les marchés financiers canadiens. L'information sur le comité de vérification et de gestion des risques d'OPG, qui comprend le libellé de la charte du comité de vérification et de gestion des risques, mise à jour au cours de 2006, se présente comme suit :

#### **Charte du comité de vérification et de gestion des risques** **Objectif**

L'objectif du comité de vérification et de gestion des risques (le «comité») est d'aider le conseil d'administration à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en examinant des documents, en donnant des conseils et en faisant des recommandations au conseil d'administration en ce qui concerne :

- ▶ l'intégrité, la qualité et la transparence de l'information financière de la Société;
- ▶ la pertinence du processus de présentation de l'information financière;
- ▶ les systèmes de contrôles internes et de gestion des risques, et les principes, les politiques et les procédures connexes de la Société qui ont été établis par la direction;
- ▶ le rendement de la fonction de vérification interne de la Société et des vérificateurs externes;
- ▶ les compétences et l'indépendance des vérificateurs externes;
- ▶ la conformité de la Société aux exigences légales et réglementaires et aux politiques internes de la Société;
- ▶ la promotion d'une culture axée sur l'éthique et la conformité au code de conduite d'OPG.

La fonction du comité de vérification et de gestion des risques est la surveillance. La direction est responsable de la préparation, de la présentation et de l'intégrité des états financiers consolidés de la Société. Il incombe à la direction de la Société d'assurer que les principes et conventions de comptabilité et de présentation de l'information financière suivis

sont appropriés, et de maintenir des contrôles et procédures internes qui assurent le respect des normes comptables et des lois et règlements applicables.

### **Organisation**

#### **Membres**

Le comité de vérification et de gestion des risques doit être constitué d'au moins trois administrateurs indépendants nommés par le conseil d'administration, dont aucun ne doit être employé de la Société ou d'une société membre de son groupe. Une majorité des membres du comité, mais pas moins de deux, constitueront un quorum. À titre d'émetteur émergent, OPG est dispensée des exigences du Règlement 52-110 quant à l'indépendance des membres d'un comité de vérification. Toutefois, OPG considère qu'une telle indépendance constitue une «meilleure pratique» et, par conséquent, chacun des membres du comité de vérification et de gestion des risques doit respecter les exigences applicables en matière d'indépendance et de compétences financières en vertu des lois et des règlements qui régissent la Société.

Le conseil d'administration désigne un membre du comité de vérification et de gestion des risques à titre de président du comité. Les membres du comité de vérification et de gestion des risques doivent exercer leurs fonctions pour un ou plusieurs mandats dont la durée est fixée par le conseil d'administration. Le conseil d'administration doit confirmer que chacun des membres du comité de vérification et de gestion des risques est compétent sur le plan des finances, comme cette compétence est interprétée par le conseil d'administration selon son jugement d'affaires, et conformément au Règlement 52-110 et à l'instruction générale qui s'y rapporte.

#### **Réunions**

Le comité se réunit aussi souvent que nécessaire, mais au moins une fois chaque trimestre, selon les circonstances et à la demande d'un membre. Le comité se réunit régulièrement et au moins une fois par année avec les vérificateurs externes, les vérificateurs internes et la direction, séparément, pour discuter de toute question qu'il juge appropriée et pour fournir une tribune où des questions pertinentes pourront être abordées.

#### **Rapports**

Le comité fait rapport de ses activités et de ses actions au conseil d'administration, et lui soumet des recommandations, s'il le juge approprié.

Le comité fournira, en vue de l'inclure dans les données financières ou les dépôts réglementaires, tout rapport du comité de vérification et de gestion des risques exigé par les lois et règlements applicables, et énonçant entre autres choses si le comité de vérification et de gestion des risques :

- ▶ a examiné les états financiers consolidés vérifiés et en a discuté avec la direction;
- ▶ a discuté de questions pertinentes avec les vérificateurs internes et externes;
- ▶ a reçu des informations des vérificateurs externes concernant l'indépendance des vérificateurs et a discuté de leur indépendance avec les vérificateurs;
- ▶ a recommandé au conseil d'administration que les états financiers consolidés vérifiés soient inclus dans le rapport annuel de la Société.

#### **Pouvoirs**

Le comité de vérification et de gestion des risques a les responsabilités et les pouvoirs énoncés dans sa charte, mais il n'a pas comme devoir de planifier ou de faire des vérifications ou des évaluations des risques, ni de déterminer si les états financiers consolidés de la Société et les informations qui y sont communiquées sont complets et exacts, et conformes aux principes comptables généralement reconnus et aux règles et règlements applicables. Ces responsabilités incombent à la direction.

Dans l'exercice de leurs fonctions de surveillance, le comité de vérification et de gestion des risques et le conseil d'administration s'en remettent nécessairement aux compétences, aux connaissances et à l'intégrité des membres de la direction et des vérificateurs internes et externes.

Le comité de vérification et de gestion des risques a le pouvoir d'établir la rémunération des consultants engagés par le comité et de la leur verser.

Le comité de vérification et de gestion des risques a le pouvoir de communiquer directement avec les vérificateurs internes et externes.

#### **Délégation de pouvoir**

Le comité peut déléguer à tout employé d'OPG ou à un sous-comité son pouvoir aux fins i) de l'exécution ou de la mise en application de toute décision du comité, et ii) de l'exercice de tout droit, de tout pouvoir ou de toute fonction du comité selon les modalités et dans le respect des limites établies par le comité; toutefois, le comité ne peut pas déléguer ses responsabilités de surveillance.

#### **Accès à la direction et aux conseillers externes**

Le comité de vérification et de gestion des risques doit avoir librement accès aux membres de la direction et à l'information pertinente. Le comité de vérification et de gestion des risques peut retenir les services d'avocats, de comptables ou d'autres conseillers indépendants pour l'aider dans la conduite de toute enquête, s'il le juge nécessaire pour s'acquitter de ses responsabilités.

#### **Responsabilités et tâches du comité**

Le comité doit :

#### **Généralités**

- ▶ Conduire ou approuver la conduite des enquêtes portant sur toute question à l'intérieur du champ de responsabilités du comité.
- ▶ Examiner toute proposition de nomination ou de remplacement du chef des finances et du responsable de la gestion des risques et en recommander l'approbation au conseil d'administration.

#### **Gestion des risques et contrôles internes**

- ▶ Examiner et évaluer les politiques et les processus d'évaluation des risques importants de la Société, ainsi que les mesures prises par la direction pour surveiller et contrôler ces risques pour la Société, y compris la structure organisationnelle et la pertinence des ressources.
- ▶ Examiner et analyser, avec le responsable de la gestion des risques et la direction, les risques critiques pour la Société, l'effet possible de tels risques et les mesures d'atténuation à adopter.

- ▶ Vérifier si la Société a un processus efficace pour déterminer les risques associés à des litiges et à des réclamations réels et potentiels découlant de la non-conformité à des lois et à des règlements.
- ▶ Revoir avec la direction les rapports démontrant la conformité aux politiques de gestion des risques.
- ▶ Revoir avec l'avocat général de la Société et d'autres personnes toute question juridique, fiscale ou réglementaire qui pourrait avoir une incidence importante sur les activités et les états financiers de la Société, y compris, sans toutefois s'y limiter, les cas des lois sur les valeurs mobilières ou de manquement à des obligations fiduciaires.
- ▶ Revoir avec la direction, les vérificateurs internes et les vérificateurs externes, la portée de l'examen des contrôles internes exercés sur les rapports financiers, les conclusions importantes, les recommandations et les moyens pris par la direction pour mettre en œuvre des mesures visant à corriger les lacunes des contrôles internes.
- ▶ Revoir l'information communiquée par le chef de la direction et le chef des finances durant le processus de certification à propos de lacunes importantes dans la conception ou le fonctionnement des contrôles internes ou de toute fraude impliquant des membres de la direction ou d'autres employés qui jouent un rôle important dans l'application des contrôles internes de la Société.
- ▶ Examiner les dépenses du président du conseil d'administration, du président et du personnel relevant directement du président deux fois par année, et les dépenses de tout autre haut dirigeant et employé comme le comité le juge approprié.

#### Vérification interne

- ▶ Évaluer le processus de vérification interne et définir les attentes en ce qui a trait à l'établissement du plan de vérification interne annuel et du niveau des risques, y compris la structure organisationnelle et la pertinence des ressources.
- ▶ Approuver la charte de la fonction de vérification interne tous les ans.
- ▶ Évaluer la portée de la vérification interne et le rôle de la fonction de vérification interne.
- ▶ Examiner et analyser avec le responsable de la gestion des risques et la direction :
  - les conclusions importantes et la réponse de la direction à leur égard, y compris le calendrier de mise en œuvre des mesures prises par la direction pour corriger les lacunes;
  - toute difficulté rencontrée pendant leur travail de vérification (comme des limitations quant à la portée de leur travail ou à l'accès à l'information);
  - toute modification requise de la portée prévue dans le plan de vérification;
  - le budget de vérification interne.

#### Vérificateurs externes

- ▶ Recommander au conseil d'administration les vérificateurs externes à nommer en vue d'établir ou de délivrer un rapport de vérification ou de rendre d'autres services de vérification,

d'examen ou d'attestation à la Société, ainsi que la rémunération de ces vérificateurs.

- ▶ Surveiller le travail des vérificateurs externes engagés pour établir ou délivrer un rapport de vérification ou rendre d'autres services de vérification, d'examen ou d'attestation à la Société, y compris la résolution des désaccords entre la direction et les vérificateurs externes au sujet de l'information financière.
- ▶ S'assurer de l'indépendance et des compétences des vérificateurs externes.
- ▶ Au moins une fois par année, obtenir et examiner un rapport émanant des vérificateurs externes et décrivant leurs procédures de contrôle interne de la qualité, les questions importantes soulevées à l'occasion du dernier contrôle interne de la qualité ou dernier contrôle effectué par des pairs dans le cabinet de vérificateurs, ou à l'occasion d'une enquête par les autorités gouvernementales ou professionnelles au cours des cinq derniers exercices à l'égard d'une ou de plusieurs vérifications externes effectuées par les vérificateurs externes, ainsi que les mesures prises en vue de régler ces questions et toutes les relations entre les vérificateurs externes et la Société.
- ▶ Revoir la portée et la méthode prévues dans le plan de vérification annuel avec les vérificateurs externes.
- ▶ Discuter avec les vérificateurs externes de la qualité et de l'acceptabilité des principes comptables de la Société, y compris toutes les conventions et pratiques comptables importantes suivies, toute méthode autre que les PCGR qui a été discutée avec la direction, ainsi que toute autre communication importante avec la direction.
- ▶ Évaluer le processus suivi par les vérificateurs externes pour déterminer et résoudre les risques importants liés à la vérification et au contrôle interne.
- ▶ Voir à ce que l'associé responsable de la vérification change tous les cinq ans, et les autres associés de vérification tous les sept ans, et envisager une rotation régulière de cabinets de vérificateurs.
- ▶ Évaluer les vérificateurs externes une fois par année et présenter leurs conclusions au conseil d'administration.
- ▶ Déterminer les services non liés à la vérification qu'une loi ou un règlement, ou le comité de vérification et de gestion des risques à son gré, interdit aux vérificateurs de fournir, et approuver au préalable tous les services fournis par les vérificateurs externes. Le comité peut déléguer ce pouvoir d'approbation préalable à un membre du comité. L'approbation préalable de tout service non lié à la vérification par un membre à qui le comité a délégué ce pouvoir doit être présentée au comité de vérification à sa première réunion régulière après l'approbation.
- ▶ Examiner et approuver toutes les opérations entre parties liées.
- ▶ Examiner et approuver les politiques d'embauche de la Société à l'égard des associés et des employés, anciens ou actuels des vérificateurs de la Société, actuels ou anciens.

## Information financière

- ▶ Examiner avec la direction et les vérificateurs externes les états financiers, le rapport de gestion et le communiqué concernant les résultats intermédiaires de la Société, avant leur publication.
- ▶ S'assurer que des procédures adéquates sont en place pour examiner, avant sa publication, la communication faite au public, par la Société, de l'information extraite ou dérivée de ses états financiers consolidés, autre que l'information dont il est question ci-dessus, et apprécier périodiquement l'adéquation de ces procédures.
- ▶ Revoir, avec la direction et les vérificateurs externes, à la fin de la vérification annuelle :
  - les états financiers annuels et le rapport de gestion et les notes connexes de même que toute documentation dont la préparation et le dépôt sont exigés en vertu de la Loi sur les valeurs mobilières ou que la Société dépose par ailleurs auprès de la CVMO;
  - la vérification par les vérificateurs externes des états financiers consolidés et leur rapport;
  - tout changement important requis du plan de vérification des vérificateurs externes;
  - tout différend ou difficulté avec la direction durant la vérification;
  - les principes comptables de la Société;
  - toute question liée à la conduite qui doit être communiquée au comité selon les principes comptables généralement reconnus.
- ▶ Revoir les questions importantes touchant la comptabilité et la communication de l'information financière et comprendre leurs répercussions sur les états financiers consolidés. Cela comprend les opérations complexes ou inhabituelles et les questions qui demandent l'exercice de jugement considérable; les questions importantes concernant les principes comptables et la présentation de l'information financière, y compris les changements importants dans le choix ou l'application par la Société des principes comptables et l'effet des mesures réglementaires et comptables, ainsi que les arrangements hors bilan, sur les états financiers de la Société.
- ▶ Revoir l'analyse préparée par la direction ou le vérificateur externe expliquant en détail les questions de présentation de l'information financière et les jugements exercés pendant la préparation des états financiers, y compris l'analyse des effets des méthodes appliquées autres que les principes comptables généralement reconnus.
- ▶ Aviser la direction, à partir de l'examen et des discussions tenues, de toute question portée à son attention qui aurait pu l'amener à croire que les états financiers consolidés renferment une fausse déclaration d'un fait important ou omettent de mentionner un fait important nécessaire.

## Conformité avec le code de conduite

- ▶ Surveiller l'application et le respect du code de conduite de la Société afin de s'assurer que les codes de conduite appropriés et les programmes de conformité adéquats sont instaurés et mis en pratique et que des mesures correctives sont prises, et veiller au fonctionnement des processus de communication du code de conduite au personnel de la Société.
- ▶ Assurer, par des mises à jour régulières provenant de la direction, le suivi des questions de conformité.

## Traitement des plaintes

- ▶ Établir des procédures pour la réception, la conservation et le traitement des plaintes reçues par la Société au sujet de la comptabilité, des contrôles comptables internes ou de la vérification.
- ▶ Établir des procédures permettant aux employés de porter à son attention, en toute confidentialité, des préoccupations touchant des points discutables en matière de comptabilité ou de vérification de la Société.

## *Évaluation annuelle*

Le comité doit procéder à une évaluation annuelle de sa performance, y compris la conformité à sa charte, conformément au processus d'évaluation approuvé par le conseil d'administration.

Le comité doit également réviser sa charte chaque année, en tenant compte de toutes les exigences législatives et réglementaires applicables au comité ainsi que des meilleures pratiques recommandées par les organismes de réglementation auxquels OPG doit faire rapport et, le cas échéant, doit recommander des changements au conseil d'administration.

## **Composition du comité de vérification et de gestion des risques**

Le comité de vérification et de gestion des risques d'OPG est composé de George Lewis, Gary Kugler, Peggy Mulligan, Ian Ross et David Unruh. À titre d'émetteur émergent, OPG est dispensée des exigences de la réglementation sur les valeurs mobilières voulant que les membres d'un comité de vérification doivent être indépendants et avoir des compétences financières. Toutefois, le conseil d'administration d'OPG, voulant s'aligner sur les meilleures pratiques, a décidé que chacun des membres du comité de vérification et de gestion des risques d'OPG doit respecter les exigences d'indépendance et de compétences financières prévues dans la réglementation sur les valeurs mobilières contenue dans le Règlement 52-110. Le conseil d'administration a conclu que la totalité des membres du comité de vérification et de gestion des risques d'OPG possèdent des compétences financières et que quatre des cinq membres du comité sont indépendants d'OPG et de ses filiales, conformément au Règlement 52-110.

M. Kugler n'est pas indépendant selon la définition réglementaire puisqu'il est président du conseil d'administration de la Société de gestion des déchets nucléaires (la «SGDN»), société à but non lucratif dont Énergie NB, Hydro-Québec et OPG sont membres. Après avoir été nommé au conseil d'administration de la SGDN par OPG, M. Kugler a été nommé président de ce conseil d'administration. Constituée en vertu de la Loi sur les déchets de combustible nucléaire, la SGDN a pour mandat d'étudier des approches de gestion du combustible

irradié au Canada et de mettre en œuvre l'approche choisie par le gouvernement. Comme OPG joue un rôle important dans le financement et le leadership de la SGDN, M. Kugler n'est plus indépendant vis-à-vis d'OPG en vertu du Règlement 52-110. Le conseil d'administration est d'avis que l'exercice par M. Kugler de la fonction de président du conseil d'administration de la SGDN est dans l'intérêt d'OPG, de la SGDN et des intervenants d'OPG, compte tenu de l'expérience et des connaissances approfondies que M. Kugler possède de l'industrie nucléaire au Canada, et que sa relation avec la SGDN n'entrave en rien sa capacité d'exercer un jugement impartial et d'assumer ses responsabilités comme membre du comité de vérification et de gestion des risques d'OPG. Pour ce qui est des activités nucléaires d'OPG et des obligations de nature financière et des obligations de gestion des déchets connexes, l'expérience et les connaissances de M. Kugler sont aussi jugées comme primordiales pour les composantes planification et gestion du risque du mandat du comité. Par conséquent, le conseil d'administration d'OPG a établi qu'il est approprié que M. Kugler soit un membre non indépendant de ce comité, conformément au paragraphe 3.3(2) du Règlement 52-110.

#### **Formation et expérience pertinentes**

Posséder des compétences financières signifie être capable de lire et de comprendre les principes comptables utilisés par OPG pour établir ses états financiers consolidés, et être capable de lire et de comprendre un jeu d'états financiers qui présentent des questions comptables d'une ampleur et d'un degré de complexité comparables à celles dont on peut raisonnablement croire qu'elles seront soulevées lors de la lecture des états financiers consolidés d'OPG. Chaque membre a une compréhension des contrôles et procédures internes de communication de l'information financière. La formation et l'expérience de chaque membre du comité de vérification et de gestion du risque qui sont pertinentes à l'exercice de ses responsabilités à titre de membre du comité de vérification sont indiquées dans la rubrique portant sur la gouvernance de la Société.

#### **Encadrement du comité de vérification et de gestion des risques**

Il n'y a aucune recommandation faite par le comité de surveillance et de gestion des risques de la Société quant à la nomination d'un vérificateur externe et à sa rémunération qui n'a pas été adoptée par le conseil d'administration de la Société.

#### **Honoraires pour les services des vérificateurs externes**

Les honoraires suivants ont été facturés par Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l. :

(en milliers de dollars)	2006	2005
Honoraires de vérification	1 250	1 251
Honoraires pour services liés à la vérification	335	277
Honoraires pour services fiscaux et autres honoraires	300	320

#### **Honoraires de vérification**

Ces honoraires sont liés à la vérification des états financiers consolidés, aux examens trimestriels des états financiers d'OPG et à la vérification des états financiers de la caisse de retraite.

#### **Honoraires pour services liés à la vérification**

Ces honoraires sont liés au travail portant sur les contrôles internes, à l'assistance comptable, à la traduction française des états financiers consolidés et du rapport de gestion, et aux vérifications et examens spéciaux. Au cours de 2006, OPG a retenu les services d'autres conseillers professionnels, plus particulièrement relativement aux contrôles internes et à l'aide comptable.

#### **Honoraires pour services fiscaux et autres**

Ces honoraires comprennent les services fiscaux liés aux questions soulevées par les vérificateurs d'impôts à l'égard de l'année d'imposition 1999 et une révision d'État des impôts aux États-Unis.

### **Contrôle interne à l'égard de l'information financière et contrôles de communication de l'information**

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, est responsable du maintien de contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière. Les contrôles et procédures de communication de l'information sont conçus pour fournir une assurance raisonnable que toute l'information pertinente est recueillie puis communiquée à la haute direction, y compris au président et chef de la direction et au chef des finances, pour que des décisions appropriées soient prises en temps opportun concernant la communication de l'information. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière est conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis conformément aux PCGR.

Une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information d'OPG a été menée au 31 décembre 2006. La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information d'OPG (comme il est défini dans le Règlement 52-109, «Attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs», des Autorités canadiennes en valeurs mobilières) au 31 décembre 2006. La direction a conclu qu'au 31 décembre 2006, les contrôles et procédures de communication de l'information d'OPG étaient efficaces pour fournir une assurance raisonnable que l'information importante relative à OPG et à ses filiales consolidées et participations dans des entités sous contrôle commun lui avait été communiquée par d'autres personnes au sein de ces entités, en particulier pendant la période où le présent rapport a été établi.

La direction a conçu des contrôles internes à l'égard de l'information financière pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux PCGR et a conclu, au 31 décembre 2006, que la conception des contrôles internes à l'égard de l'information financière était efficace.

Aucun changement n'a été apporté au contrôle interne à l'égard de l'information financière qui a eu ou pourrait raisonnablement avoir une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'OPG.

## Quatrième trimestre

### Aperçu des résultats d'exploitation

La perte nette pour le trimestre terminé le 31 décembre 2006 s'est établie à 19 millions de dollars comparativement à un bénéfice net de 160 millions de dollars pour la période correspondante de 2005. La perte avant impôts sur les bénéfices pour le trimestre terminé le 31 décembre 2006 s'est établie à 82 millions de dollars comparativement à un bénéfice avant impôts sur les bénéfices de 192 millions de dollars pour la période correspondante de 2005.

Le tableau suivant présente un sommaire des facteurs ayant une incidence sur les résultats d'OPG pour le trimestre terminé le 31 décembre 2006 comparativement à la période correspondante de 2005, avant impôts sur les bénéfices :

(en millions de dollars, avant impôts) (non vérifié)

<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices pour le trimestre terminé le 31 décembre 2005</b>	<b>192</b>
Variation de la marge brute	
Diminution des prix de vente de l'électricité après le rabais associé à la limite de revenus	(74)
Variation de la production d'électricité par secteur :	
Production nucléaire réglementée	(75)
Production hydroélectrique réglementée	8
Production hydroélectrique non réglementée	6
Production d'origine fossile non réglementée	(46)
Autres variations de la marge brute	8
	(173)
Augmentation de la charge au titre des régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi	(47)
Augmentation des frais de maintenance et de réparation des actifs nucléaires	(36)
Augmentation des indisponibilités nucléaires	(55)
Radiation du surstock lié aux unités 2 et 3 de Pickering A en 2005	35
Diminution de la dotation aux amortissements principalement en raison de la prolongation de la durée de service des centrales alimentées au charbon, de la centrale Pickering B et de l'unité 4 de la centrale Pickering A	27
Autres variations	(3)
<b>Diminution du bénéfice avant impôts sur les bénéfices, excluant la dépréciation des actifs à long terme</b>	<b>(252)</b>
Dépréciation des actifs à long terme	(22)
<b>Perte avant impôts sur les bénéfices pour le trimestre terminé le 31 décembre 2006</b>	<b>(82)</b>

Le bénéfice du trimestre terminé le 31 décembre 2006 a été très touché par la baisse de la marge brute liée aux ventes d'électricité, due surtout aux prix de vente moyens moins élevés et à une production d'électricité moins élevée comparativement à la période correspondante de 2005. La diminution des prix de l'électricité est principalement imputable à un recul des prix moyens sur le marché au comptant de l'Ontario applicables à la production d'électricité des secteurs non réglementés d'OPG. La baisse de la production d'électricité au quatrième trimestre de 2006 par rapport à la période correspondante de 2005 découle surtout des interruptions prolongées prévues et fortuites des centrales nucléaires d'OPG et d'une demande moins importante en Ontario, facteurs qui ont continué d'avoir une incidence défavorable sur les centrales à combustible fossile.

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2006, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont fixées à 810 millions de dollars en regard de 686 millions de dollars pour la période correspondante de 2005. L'augmentation de 124 millions de dollars est le fait surtout de la hausse de la charge au titre des régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi, essentiellement attribuable aux modifications des hypothèses économiques utilisées pour évaluer les coûts et à une augmentation des frais de maintenance et de réparation des centrales nucléaires et des

centrales à combustible fossile d'OPG, reflétant l'objectif continu d'OPG de maintenir la fiabilité des centrales. De plus, une augmentation des interruptions fortuites de certaines centrales nucléaires a eu un effet défavorable sur le bénéfice au quatrième trimestre de 2006 comparativement à la période correspondante de 2005. Au cours du trimestre terminé le 31 décembre 2005, OPG a radié un surstock de 35 millions de dollars acquis en prévision de la remise en service des unités 2 et 3 de la centrale nucléaire Pickering A, radiation qui ne s'est pas reproduite en 2006.

Le bénéfice a profité de l'incidence favorable d'une baisse de la dotation aux amortissements de 27 millions de dollars au cours du trimestre terminé le 31 décembre 2006 par rapport à la période correspondante de 2005. La diminution est principalement attribuable à la prolongation de la durée de service de la totalité des centrales alimentées au charbon en raison de retards subis par le programme de remplacement de la production alimentée au charbon.

Au trimestre terminé le 31 décembre 2006, OPG a constaté une dépréciation des centrales alimentées au charbon de Thunder Bay et Atikokan de 22 millions de dollars, qui représente la valeur comptable nette de ces centrales. OPG a testé la recouvrabilité de la valeur comptable des centrales alimentées

au charbon en raison de changements de circonstances, qui comprenaient une diminution des prix prévus sur le marché au comptant de l'Ontario et la prolongation de la durée de vie des centrales alimentées au charbon. Il a été établi que les centrales alimentées au charbon de Thunder Bay et Atikokan n'auraient pas été en mesure de récupérer leurs charges d'exploitation et dépenses en immobilisations ni leur valeur comptable, sur leur durée de service résiduelle.

Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2005, avec la mise en application de la réglementation des tarifs, OPG comptabilise les impôts sur les bénéfices liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités

selon la méthode des impôts exigibles. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôts futurs liés à ces secteurs ne sont pas constatés dans la mesure où ces impôts futurs devraient être récupérés dans les prix réglementés facturés à la clientèle dans le futur. Par conséquent, au cours des trimestres terminés respectivement les 31 décembre 2006 et 2005, OPG n'a pas constaté des charges d'impôts futurs de 47 millions de dollars et de 46 millions de dollars qui auraient autrement été constatées pour les secteurs à tarifs réglementés si OPG avait comptabilisé les impôts sur les bénéfices des secteurs réglementés selon la méthode axée sur le bilan.

### Analyse des résultats d'exploitation

(en millions de dollars) (non vérifié)	2006	2005
Revenus, avant les rabais associés à la limite de revenus et à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	1 276	1 496
Combustible	267	314
Marge brute	1 009	1 182
Exploitation, maintenance et administration	810	686
Amortissement	160	187
Augmentation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	124	118
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(97)	(102)
Impôt foncier et impôt sur le capital	24	43
Restructuration	–	4
(Perte) bénéfique avant dépréciation des actifs à long terme	(12)	246
Dépréciation des actifs à long terme	22	–
(Perte) bénéfique avant intérêts et impôts sur les bénéfices	(34)	246

### Revenus

(en millions de dollars) (non vérifié)	2006	2005
Ventes de la production réglementée <sup>1</sup>	665	751
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des instruments de couverture	453	841
Rabais associé à la limite de revenus	(13)	(262)
Comptes d'écart	(4)	1
Divers	175	165
Total des revenus	1 276	1 496

1) Le ventes de la production réglementée comprenaient des revenus de 46 millions de dollars et de 65 millions de dollars qu'OPG a reçus selon le prix sur le marché au comptant de l'électricité de l'Ontario pour la production hydroélectrique réglementée excédant 1 900 MWh pour toute heure au cours respectivement des quatrième trimestres de 2006 et de 2005.

### Revenus

Les revenus se sont établis à 1 276 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 décembre 2006 comparativement à 1 496 millions de dollars pour la période correspondante de 2005. La diminution de 220 millions de dollars est principalement imputable à la baisse des prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant applicables aux secteurs non réglementés d'OPG, jumelée à une diminution de la production nucléaire et d'origine fossile de 3,2 TWh comparativement à la période correspondante de 2005.

### Prix de l'électricité

Le prix de vente moyen d'OPG pour le trimestre terminé le 31 décembre 2006 s'est établi à 4,5 ¢/kWh contre 5,0 ¢/kWh pour la période correspondante de 2005. La baisse est surtout imputable à la diminution des prix moyens sur le marché au comptant de l'Ontario au quatrième trimestre de 2006, ce qui a eu une incidence importante sur les secteurs non réglementés d'OPG.

### Combustible

Les charges liées au combustible se sont fixées à 267 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 décembre 2006, en regard de 314 millions de dollars pour la période correspondante de 2005. La diminution de 47 millions de dollars est principalement attribuable à une production moins élevée des centrales à combustible fossile comparativement à la période correspondante de 2005.

### Exploitation, maintenance et administration

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2006, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont établies à 810 millions de dollars comparativement à 686 millions de dollars pour la période correspondante de 2005. L'augmentation de 124 millions de dollars des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration est surtout imputable à la hausse de la charge au titre des régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi ainsi qu'à une augmentation des frais de réparation et de maintenance des centrales nucléaires.

### Impôt foncier et impôt sur le capital

L'impôt foncier et l'impôt sur le capital pour le trimestre terminé le 31 décembre 2006 se sont établis à 24 millions de dollars comparativement à 43 millions de dollars pour la période correspondante de 2005. La diminution de 19 millions de dollars est surtout attribuable à des révisions des évaluations foncières municipales reçues pour les centrales à combustible fossile d'OPG au quatrième trimestre de 2005, qui ne se sont pas reproduites en 2006.

### Prix de vente moyens

Le prix moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité en Ontario et les prix de vente moyens d'OPG par secteur isolable, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus, pour les trimestres terminés les 31 décembre 2006 et 2005, se sont établis comme suit :

(¢/kWh)	Trimestres terminés les 31 décembre	
	2006	2005
Prix horaire moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario	4,5	7,5
Production nucléaire réglementée	4,9	4,9
Production hydroélectrique réglementée	3,5	3,9
Production hydroélectrique non réglementée	4,5	5,5
Production d'origine fossile non réglementée	4,6	5,6
Prix de vente moyen d'OPG	4,5	5,0

Le recul continu du prix de l'électricité sur le marché au comptant de l'Ontario a beaucoup contribué à la baisse du prix de vente moyen d'OPG pour le trimestre terminé le 31 décembre 2006 comparativement à la période correspondante de 2005.

### Production d'électricité

Le volume total des ventes d'électricité pour le trimestre terminé le 31 décembre 2006 s'est établi à 24,3 TWh comparativement à 27,1 TWh pour la période correspondante de 2005. La diminution est principalement imputable à la baisse de la production nucléaire entraînée par une hausse du nombre de jours d'interruption planifiée et fortuite et à une baisse de la production des centrales à combustible fossile entraînée par un repli de la demande en Ontario.

### Situation de trésorerie et sources de financement

Les flux de trésorerie provenant de l'exploitation pour le trimestre terminé le 31 décembre 2006 se sont établis à 91 millions de dollars contre 446 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 décembre 2005. La variation défavorable des flux de trésorerie est imputable à des revenus moins élevés avant les rabais en raison de la baisse des prix sur le marché au comptant de l'Ontario et de volumes moins importants. Un paiement relatif au rabais associé à la limite de revenus de 58 millions de dollars a été versé au cours du trimestre terminé le 31 décembre 2006, ce qui ne s'était pas produit au cours du trimestre terminé le 31 décembre 2005.

Les dépenses en immobilisations du trimestre terminé le 31 décembre 2006 ont atteint 215 millions de dollars comparativement à 141 millions de dollars pour la période correspondante de 2005. L'augmentation des dépenses en immobilisations de 74 millions de dollars est surtout le résultat de la hausse des investissements dans le Portlands Energy Centre, le projet du tunnel de Niagara et le projet du Lac Seul.

OPG a négocié des conventions avec la SFIÉO quant au financement du projet du tunnel de Niagara, du Portlands Energy Centre et du projet du Lac Seul. Les avances en vertu de ces conventions ont commencé au cours du quatrième trimestre et se sont établies à environ 160 millions de dollars pour le tunnel de Niagara, 90 millions de dollars pour le Portlands Energy Centre et 20 millions de dollars pour le projet du Lac Seul.

## Faits saillants financiers trimestriels

Les tableaux qui suivent présentent les principales informations financières tirées des états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés d'OPG pour chacun des 12 trimestres les plus récents. Cette information financière a été préparée conformément aux PCGR du Canada.

Trimestres de l'exercice 2006 terminés les					
(en millions de dollars) (non vérifié)	31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	Total
Revenus après le rabais associé à la limite de revenus	1 276	1 435	1 345	1 508	5 564
Bénéfice net (perte nette)	(19)	167	143	199	490
Résultat par action	(0,08) \$	0,65 \$	0,56 \$	0,78 \$	1,91 \$

Trimestres de l'exercice 2005 terminés les					
(en millions de dollars) (non vérifié)	31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	Total
Revenus après les rabais associés à la limite de revenus et à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	1 496	1 571	1 373	1 358	5 798
Résultat (perte) avant élément extraordinaire	160	181	137	(38)	440
Résultat par action avant élément extraordinaire	0,62 \$	0,71 \$	0,53 \$	(0,15) \$	1,71 \$
Bénéfice net (perte nette)	160	181	63	(38)	366
Résultat par action	0,62 \$	0,71 \$	0,25 \$	(0,15) \$	1,43 \$

Trimestres de l'exercice 2004 terminés les					
(en millions de dollars) (non vérifié)	31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	Total
Revenus après le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	1 215	1 212	1 141	1 350	4 918
Bénéfice net (perte nette)	34	(15)	(41)	64	42
Résultat par action	0,13 \$	(0,06) \$	(0,16) \$	0,25 \$	0,16 \$

Bilan aux 31 décembre			
(en millions de dollars)	2006	2005	2004
Total de l'actif	22 750	21 623	19 830
Total du passif à long terme	15 408	13 640	13 366
Dividende en espèces déclaré par action (en dollars)	0,50 \$	–	–
Actions ordinaires en circulation (en millions)	256,3	256,3	256,3

Les résultats trimestriels d'OPG sont touchés surtout par l'incidence des variations de la demande résultant des fluctuations saisonnières des conditions climatiques. Par le passé, les revenus d'OPG ont généralement augmenté au cours du premier trimestre et du troisième trimestre en raison des besoins en chauffage pour le premier trimestre et en climatisation pour le troisième trimestre. Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2005, les revenus ont augmenté en raison de la mise en application des prix réglementés pour la plupart des installations hydroélectriques de base d'OPG et de la totalité des centrales nucléaires qu'elle exploite et d'autres changements réglementaires connexes. Les rabais associés à la limite de revenus et à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, la réglementation des prix ainsi que les stratégies de couverture d'OPG ont réduit l'incidence des variations saisonnières des prix sur les résultats d'exploitation.

Les éléments additionnels ayant eu une incidence sur le bénéfice net de certains des trimestres présentés ci-dessus sont les suivants :

- ▶ Augmentation de la dotation aux amortissements en 2004 en raison de la fermeture anticipée prévue des centrales alimentées au charbon et d'une augmentation des immobilisations en service;
- ▶ Avantage fiscal de 93 millions de dollars comptabilisé au quatrième trimestre de 2004 lié à l'élimination d'une provision pour moins-value en raison de l'instauration de la réglementation des tarifs;
- ▶ Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration moins élevées en raison du report de coûts autres qu'en capital liés à la remise en service prévue de la totalité des unités de la centrale Pickering A à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005, comme l'exige un règlement en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario);
- ▶ Dépréciation de 202 millions de dollars de la centrale Lennox comptabilisée au premier trimestre de 2005, reflétant la valeur comptable de la centrale;
- ▶ Revenus en hausse en raison d'un contrat de fiabilité impérative conclu entre OPG et la SIERÉ à l'égard de la centrale Lennox pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2005 au 30 septembre 2006;
- ▶ Impôts sur les bénéfices moins élevés en raison de l'utilisation de la méthode des impôts exigibles pour les secteurs réglementés à compter du 1<sup>er</sup> avril 2005;
- ▶ Dépréciation de 63 millions de dollars liée aux unités 2 et 3 de la centrale nucléaire Pickering A, comptabilisée au deuxième trimestre de 2005;
- ▶ Perte extraordinaire non récurrente de 74 millions de dollars comptabilisée au deuxième trimestre de 2005, découlant de l'adoption de la comptabilisation fondée sur la réglementation des tarifs et l'utilisation correspondante de la méthode des impôts exigibles;
- ▶ Radiation de 22 millions de dollars et de 35 millions de dollars de surstocks en raison de la non-remise en service des unités 2 et 3 de la centrale nucléaire Pickering A comptabilisée respectivement aux troisième et quatrième trimestres de 2005;
- ▶ Augmentation de la dotation aux amortissements liée à la remise en service de l'unité 1 de la centrale Pickering A au quatrième trimestre de 2005;
- ▶ Diminution de la dotation aux amortissements, principalement en raison de la prolongation de la durée de vie, aux fins comptables, de la centrale Nanticoke au troisième trimestre de 2005, de la centrale nucléaire Pickering B et de l'unité 4 de la centrale nucléaire Pickering A au début du premier trimestre de 2006;
- ▶ Charge au titre des régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi plus élevée de 2004 à 2006 en raison de modifications apportées aux hypothèses économiques utilisées pour évaluer les coûts;
- ▶ Diminution de la dotation aux amortissements, principalement en raison de la prolongation de la durée de vie, aux fins comptables, de la totalité des centrales alimentées au charbon jusqu'au 31 décembre 2012 à compter du troisième trimestre de 2006.

### Mesures supplémentaires des résultats

En plus de présenter le bénéfice net conformément aux PCGR du Canada, le rapport de gestion, les états financiers consolidés vérifiés aux 31 décembre 2006 et 2005 et pour les exercices terminés à ces dates et les notes y afférentes présentent certaines mesures financières non conformes aux PCGR. Ces mesures financières n'ont pas de signification normalisée prescrite par les PCGR du Canada et ne sont donc probablement pas comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. OPG utilise ces mesures pour la prise de décisions d'exploitation et l'évaluation de son rendement. Les lecteurs du rapport de gestion, des états financiers consolidés et des notes y afférentes utilisent ces mesures pour évaluer le rendement financier des activités poursuivies de la Société. Ces mesures financières non conformes aux PCGR n'ont pas été présentées à titre de substitut du bénéfice net calculé conformément aux PCGR du Canada comme indicateur du rendement d'exploitation. La définition des mesures financières non conformes aux PCGR se présente comme suit :

- 1) La marge brute désigne les revenus moins les rabais associés à la limite de revenus et à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché ainsi que les charges liées au combustible.
- 2) Le bénéfice désigne le bénéfice net.

Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec :

Relations avec les investisseurs	416-592-6700 1-866-592-6700 investor.relations@opg.com
Relations avec les médias	416-592-4008 1-877-592-4008

[www.opg.com](http://www.opg.com)

[www.sedar.com](http://www.sedar.com)

## Énoncé de responsabilité de la direction à l'égard de la présentation de l'information financière

La responsabilité à l'égard de la présentation et de la préparation des états financiers consolidés annuels et du rapport de gestion incombe à la direction d'Ontario Power Generation Inc. («OPG»).

Les états financiers consolidés ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus («PCGR») du Canada et aux exigences de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario («CVMO»), selon le cas. Le rapport de gestion a été préparé conformément aux exigences des autorités en valeurs mobilières, y compris le Règlement 51-102 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et ses exigences publiées connexes.

Les états financiers consolidés et l'information figurant dans le rapport de gestion comprennent nécessairement des montants fondés sur un jugement éclairé et des estimations à l'égard des incidences attendues des événements et des opérations actuels compte tenu de leur importance. Un élément est jugé important s'il est prévu, par suite d'efforts raisonnables, qu'il aura une incidence importante sur le bénéficiaire, les flux de trésorerie, la valeur d'un actif ou d'un passif ou la réputation. En outre, dans le cadre de la préparation de l'information financière, nous devons interpréter les exigences décrites plus haut, établir la pertinence des renseignements qui seront inclus et faire des estimations et poser des hypothèses qui influent sur l'information présentée. Le rapport de gestion comprend également des informations à l'égard de l'incidence des opérations et des événements actuels, des sources de trésorerie et de financement, des tendances d'exploitation, des risques et des incertitudes. Les résultats réels qui seront atteints peuvent différer de manière importante de notre évaluation actuelle de cette information puisque les événements et les circonstances futurs pourraient ne pas se produire tel qu'il a été prévu.

Pour assumer notre responsabilité à l'égard de la fiabilité de l'information financière, nous maintenons un système complet de contrôles internes et de vérification interne, y compris des contrôles organisationnels, des contrôles des procédures et des contrôles internes à l'égard de la présentation de l'information financière, et nous nous fondons sur ce système. Notre système de contrôles internes comprend la communication écrite de nos politiques et de nos procédures qui gèrent la conduite d'affaires et la gestion du risque, la planification d'ensemble de nos activités, la répartition efficace des tâches, la délégation des pouvoirs et l'imputabilité personnelle, la sélection soignée et la formation du personnel, ainsi que des conventions comptables judicieuses et prudentes, que nous mettons à jour régulièrement. Cette structure donne l'assurance d'un contrôle interne approprié des opérations, des actifs et des registres comptables. Nous procédons également régulièrement à la vérification des contrôles internes. Ces contrôles et ces vérifications sont établis dans le but de nous fournir l'assurance raisonnable que les registres financiers sont fiables aux fins de la préparation des états financiers et des autres informations financières, que les actifs sont protégés contre une utilisation ou une cession non autorisée, que les passifs sont constatés et que nous nous conformons à toutes les exigences réglementaires.

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information d'OPG (comme ils sont décrits dans le Règlement 52-109 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières) au 31 décembre 2006. La direction a conclu qu'au 31 décembre 2006, les contrôles et procédures de communication de l'information d'OPG étaient efficaces pour fournir l'assurance raisonnable que les informations importantes liées à OPG et à ses filiales consolidées et participations dans des entités sous contrôle commun leur avaient été communiquées par d'autres au sein de ces entités, particulièrement au cours de la période pendant laquelle le présent rapport a été préparé.

La direction a conçu des contrôles internes à l'égard de l'information financière afin de fournir l'assurance raisonnable à l'égard de la fiabilité de l'information financière et de la préparation d'états financiers à des fins externes selon les PCGR.

Par conséquent, le chef de la direction et le chef des finances d'OPG attesteront des documents d'information annuels d'OPG déposés auprès de la CVMO, attestation qui couvre la conception et l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information et la conception des contrôles internes à l'égard de l'information financière d'OPG.

Le conseil d'administration, se fondant sur les recommandations de son comité de vérification et de gestion des risques, procède à l'examen et à l'approbation des états financiers consolidés et du rapport de gestion, et supervise les responsabilités de la direction à l'égard de la présentation et de la préparation de l'information financière, du maintien de contrôles internes appropriés, de la gestion et du contrôle des principaux secteurs de risques et de l'évaluation des opérations importantes et des opérations entre parties liées.

Les états financiers consolidés ont été vérifiés par Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l., vérificateurs externes nommés par le conseil d'administration. Le rapport des vérificateurs précise les responsabilités des vérificateurs et l'étendue de leur vérification et leur opinion sur les états financiers consolidés d'OPG. Les vérificateurs externes, comme il a été confirmé par le comité de vérification et de gestion des risques, ont eu un accès direct et sans restriction au comité de vérification et de gestion des risques, avec et sans la présence des membres de la direction, pour discuter de la vérification et de leurs constatations quant à l'intégrité de la présentation de l'information financière par OPG et de l'efficacité du système de contrôles internes.



**Jim Hankinson**

*Président et chef de la direction*



**Donn W. J. Hanbidge**

*Chef des finances*

Le 14 février 2007

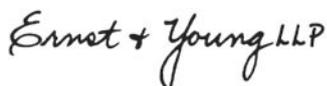
## Rapport des vérificateurs

### À l'actionnaire d'Ontario Power Generation Inc.

Nous avons vérifié les bilans consolidés d'Ontario Power Generation Inc. aux 31 décembre 2006 et 2005, et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie des exercices terminés à ces dates. La responsabilité de ces états financiers consolidés incombe à la direction d'Ontario Power Generation Inc. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers consolidés en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers consolidés. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière d'Ontario Power Generation Inc. aux 31 décembre 2006 et 2005, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour les exercices terminés à ces dates selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

The logo for Ernst & Young LLP, featuring the company name in a stylized, handwritten-style script.

**Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l.**

Comptables agréés

Toronto, Canada

Le 14 février 2007

## États des résultats consolidés

<b>Exercices terminés les 31 décembre</b>		
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	<b>2006</b>	2005
<b>Revenus</b> (note 19)		
Revenus avant les rabais associés à la limite de revenus et à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	<b>5 725</b>	6 949
Rabais associé à la limite de revenus (note 16)	<b>(161)</b>	(739)
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché (note 17)	<b>-</b>	(412)
	<b>5 564</b>	5 798
Combustible	<b>1 098</b>	1 297
<b>Marge brute</b>	<b>4 466</b>	4 501
<b>Charges</b> (note 19)		
Exploitation, maintenance et administration	<b>2 777</b>	2 516
Amortissement (note 5)	<b>664</b>	753
Augmentation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires due à la désactualisation (note 9)	<b>499</b>	476
Bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 9)	<b>(371)</b>	(381)
Impôt foncier et impôt sur le capital	<b>106</b>	107
Restructuration	<b>-</b>	10
	<b>3 675</b>	3 481
<b>Bénéfice avant ce qui suit :</b>	<b>791</b>	1 020
Dépréciation des actifs à long terme (note 5)	<b>22</b>	265
<b>Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire</b>	<b>769</b>	755
Intérêts débiteurs, montant net	<b>193</b>	197
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire</b>	<b>576</b>	558
Charge d'impôts (note 10)		
Exigibles	<b>60</b>	80
Futurs	<b>26</b>	38
	<b>86</b>	118
<b>Bénéfice avant élément extraordinaire</b>	<b>490</b>	440
<b>Élément extraordinaire</b> (note 10)	<b>-</b>	74
<b>Bénéfice net</b>	<b>490</b>	366
<b>Résultat de base et dilué par action ordinaire avant élément extraordinaire</b> (en dollars)	<b>1,91</b>	1,72
<b>Résultat de base et dilué par action ordinaire</b> (en dollars)	<b>1,91</b>	1,43
<b>Actions ordinaires en circulation</b> (en millions)	<b>256,3</b>	256,3

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

## États des bénéfices non répartis consolidés

<b>Exercices terminés les 31 décembre</b>		
(en millions de dollars)	<b>2006</b>	2005
<b>Bénéfices non répartis (déficit) au début de l'exercice</b>	<b>261</b>	(105)
Bénéfice net	<b>490</b>	366
Dividendes (note 19)	<b>(128)</b>	-
<b>Bénéfices non répartis à la fin de l'exercice</b>	<b>623</b>	261

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

## États des flux de trésorerie consolidés

<b>Exercices terminés les 31 décembre</b>		
(en millions de dollars)	<b>2006</b>	2005
<b>Activités d'exploitation</b>		
Bénéfice net	<b>490</b>	366
Ajustements pour les éléments hors caisse :		
Amortissement (note 5)	<b>664</b>	753
Augmentation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (note 9)	<b>499</b>	476
Bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 9)	<b>(371)</b>	(381)
Charge de retraite (note 11)	<b>218</b>	115
Autres avantages postérieurs à l'emploi et régimes de retraite complémentaires (note 11)	<b>255</b>	181
Impôts futurs	<b>26</b>	38
Contrats d'option à taux intermédiaires (note 15)	<b>(12)</b>	(36)
Provision pour restructuration	<b>–</b>	10
Ajustement à la valeur de marché des contrats d'énergie	<b>(29)</b>	23
Provision pour combustible nucléaire irradié	<b>33</b>	28
Dépréciation des actifs à long terme (note 5)	<b>22</b>	265
Radiation du surstock	<b>–</b>	57
Actifs et passifs réglementaires (note 6)	<b>27</b>	11
Élément extraordinaire (note 10)	<b>–</b>	74
Divers	<b>(11)</b>	18
	<b>1 811</b>	1 998
Cotisations aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 9)	<b>(454)</b>	(454)
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires (note 9)	<b>(164)</b>	(90)
Remboursement des dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires (note 9)	<b>19</b>	23
Cotisations à la caisse de retraite (note 11)	<b>(261)</b>	(254)
Dépenses pour les autres avantages postérieurs à l'emploi et les régimes de retraite complémentaires (note 11)	<b>(69)</b>	(65)
Rabais associé à la limite de revenus (note 16)	<b>(860)</b>	–
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché (note 17)	<b>–</b>	(851)
Dépenses de restructuration	<b>(8)</b>	(18)
Variation nette des autres actifs et passifs à long terme	<b>(94)</b>	(92)
Variation des soldes du fonds de roulement hors caisse (note 23)	<b>477</b>	1 004
<b>Flux de trésorerie d'exploitation</b>	<b>397</b>	1 201
<b>Activités d'investissement</b>		
Augmentation des actifs réglementaires (note 6)	<b>(13)</b>	(265)
Placement dans des immobilisations corporelles (notes 5 et 18)	<b>(637)</b>	(494)
Produit de la vente d'autres immobilisations corporelles	<b>–</b>	3
Produit net sur l'acquisition de placements à long terme	<b>–</b>	(4)
<b>Flux de trésorerie d'investissement</b>	<b>(650)</b>	(760)
<b>Activités de financement</b>		
Émission de titres d'emprunt à long terme (note 8)	<b>270</b>	495
Remboursement de la dette à long terme (note 8)	<b>(806)</b>	(4)
Dividendes versés	<b>(128)</b>	–
Augmentation (diminution) nette des effets à court terme (note 7)	<b>15</b>	(26)
<b>Flux de trésorerie de financement</b>	<b>(649)</b>	465
<b>(Diminution) augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(902)</b>	906
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice</b>	<b>908</b>	2
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice</b>	<b>6</b>	908

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

## Bilans consolidés

<b>Aux 31 décembre</b>		
(en millions de dollars)	<b>2006</b>	2005
<b>Actif</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	<b>6</b>	908
Débiteurs (notes 4 et 19)	<b>256</b>	538
Impôts futurs (note 10)	<b>-</b>	18
Stocks de combustible (note 18)	<b>669</b>	581
Matières et fournitures (note 18)	<b>112</b>	115
	<b>1 043</b>	2 160
<b>Immobilisations corporelles</b> (notes 5 et 18)		
Immobilisations corporelles	<b>17 136</b>	15 172
Moins : amortissement cumulé	<b>4 375</b>	3 760
	<b>12 761</b>	11 412
<b>Autres actifs à long terme</b>		
Actif des régimes de retraite reporté (note 11)	<b>706</b>	663
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 9)	<b>7 594</b>	6 788
Matières et fournitures à long terme (note 18)	<b>326</b>	273
Actifs réglementaires (note 6)	<b>251</b>	266
Débiteurs à long terme et autres actifs	<b>69</b>	61
	<b>8 946</b>	8 051
	<b>22 750</b>	21 623

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

## Bilans consolidés

<b>Aux 31 décembre</b>		
(en millions de dollars)	<b>2006</b>	2005
<b>Passif</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Créditeurs et charges à payer (notes 11, 15 et 19)	<b>989</b>	958
Rabais associé à la limite de revenus, à payer (note 16)	<b>40</b>	739
Effets à court terme à payer (note 7)	<b>15</b>	–
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (note 8)	<b>406</b>	806
Impôts futurs (note 10)	<b>3</b>	–
Tranche des revenus constatés d'avance échéant à moins d'un an	<b>12</b>	12
Impôts sur les bénéfices et impôt sur le capital à payer (note 10)	<b>128</b>	81
	<b>1 593</b>	2 596
<b>Dette à long terme</b> (note 8)	<b>2 953</b>	3 089
<b>Autres passifs à long terme</b>		
Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires (note 9)	<b>10 520</b>	8 759
Autres avantages postérieurs à l'emploi et régimes de retraite complémentaires (note 11)	<b>1 396</b>	1 212
Créditeurs à long terme et charges à payer	<b>150</b>	183
Revenus constatés d'avance	<b>132</b>	144
Impôts futurs (note 10)	<b>246</b>	241
Passifs réglementaires (note 6)	<b>11</b>	12
	<b>12 455</b>	10 551
<b>Capitaux propres</b>		
Actions ordinaires (note 13)	<b>5 126</b>	5 126
Bénéfices non répartis	<b>623</b>	261
	<b>5 749</b>	5 387
	<b>22 750</b>	21 623

Engagements et éventualités (notes 2, 5, 7, 8, 9, 10, 12, 14 et 18)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration,



**L'honorable Jake Epp**  
Président du conseil



**M. George Lewis**  
Administrateur

# Notes afférentes aux états financiers consolidés pour les exercices terminés les 31 décembre 2006 et 2005

1

## Description de l'entreprise

Ontario Power Generation Inc. a été constituée le 1<sup>er</sup> décembre 1998 selon la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario). Dans le cadre de la restructuration d'Ontario Hydro, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, et du secteur de l'électricité en Ontario, Ontario Power Generation Inc. et ses filiales (collectivement appelées «OPG» ou la «Société») ont acquis et pris en charge certains actifs, passifs, employés, droits et obligations liés aux activités de production d'électricité d'Ontario Hydro le 1<sup>er</sup> avril 1999, date du début de l'exploitation. Ontario Hydro a continué d'exercer ses activités sous le nom de Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario («SFIÉO»), avec le mandat de gérer et de rembourser la dette impayée et les autres obligations d'Ontario Hydro.

2

## Mode de présentation

Les présents états financiers consolidés ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada. La préparation d'états financiers selon les principes comptables généralement reconnus du Canada exige que la direction fasse des estimations et pose des hypothèses qui influent sur les montants présentés des actifs, des passifs, des revenus et des charges et sur la présentation d'actifs et de passifs éventuels. Les montants réels pourraient différer de ces estimations.

Les états financiers consolidés incluent les comptes d'OPG et de ses filiales. OPG comptabilise ses participations dans les coentreprises selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Toutes les opérations intersociétés importantes ont été éliminées dans la consolidation.

Certains montants comparatifs de 2005 ont été reclassés par rapport aux états financiers antérieurement présentés pour les rendre conformes à la présentation des états financiers de 2006.

3

## Sommaire des principales conventions comptables

### Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent l'argent en dépôt et les instruments du marché monétaire dont l'échéance est de moins de 90 jours à la date d'achat. Tous les autres instruments du marché monétaire dont l'échéance est de plus de 90 jours, mais de moins de un an à la date d'achat, sont constatés comme des placements à court terme. Ces instruments sont évalués au coût ou à la valeur marchande, selon le moins élevé des deux montants.

Les intérêts gagnés sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les placements à court terme de 21 millions de dollars (13 millions de dollars en 2005) à un taux réel moyen de 4,0 % (2,8 % en 2005) sont contrebalancés par les intérêts débiteurs dans les états des résultats consolidés.

### Vente de créances

La titrisation de créances représente la vente d'actifs, tels que des débiteurs, à des entités ou à des fiduciaires indépendantes, qui achètent des créances, puis émettent des droits dans celles-ci aux investisseurs. Ces opérations sont comptabilisées comme des ventes étant donné que le contrôle sur ces actifs a été cédé moyennant une contrepartie au comptant nette. Pour chaque cession, l'excédent de la valeur comptable des créances cédées sur la juste valeur estimative des revenus reçus figure à titre de perte à la date du transfert dans les intérêts débiteurs nets. La valeur comptable des créances cédées est imputée aux créances vendues ou aux droits conservés selon leur juste valeur relative à la date de la cession.

La juste valeur est établie en fonction de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs. Les flux de trésorerie sont projetés à partir des meilleures estimations des principales hypothèses d'OPG, comme les taux d'actualisation, la durée de vie moyenne pondérée des créances et les ratios de créances irrécouvrables.

Quand des créances sont vendues, certains actifs financiers, qui consistent en des droits dans les créances cédées, sont conservés. Certains droits conservés détenus dans les créances sont comptabilisés au coût. Les créances cédées sont entièrement gérées et ne donnent pas lieu à un actif ni à un passif de gestion.

## Stocks

Les stocks de combustible sont évalués au coût moyen pondéré.

Les matières et les fournitures sont évaluées au coût moyen ou à la valeur de réalisation nette, selon le moindre des deux montants, à l'exception des pièces de rechange essentielles uniques aux centrales d'OPG. Le coût des pièces de rechange essentielles est imputé aux résultats selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de vie restante de ces installations et est classé comme un actif à long terme.

## Immobilisations et amortissement

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût. Les frais d'intérêts engagés pendant la construction sont capitalisés dans le coût de l'immobilisation en fonction du taux d'intérêt sur la dette à long terme d'OPG. Les dépenses associées au remplacement des principaux composants sont capitalisées.

Les taux d'amortissement utilisés pour les différentes catégories d'immobilisations sont fondés sur leur durée de vie utile estimative. Les coûts d'enlèvement des immobilisations qui n'ont pas fait l'objet d'une provision au cours de la période considérée ou des périodes antérieures sont également imputés à la dotation aux amortissements. Les frais de réparation et de maintenance sont passés en charges au moment où ils sont engagés.

Les immobilisations sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sauf les ordinateurs et l'équipement de transport et de travail, qui le sont selon la méthode de l'amortissement dégressif comme suit :

Centrales nucléaires et principales composantes	15 à 49 ans <sup>1</sup>
Centrales à combustible fossile et principales composantes	25 à 40 ans <sup>2</sup>
Centrales hydroélectriques et principales composantes	25 à 100 ans
Installations d'administration et de service	10 à 50 ans
Ordinateurs et équipement de transport et de travail – amortissement dégressif	9 % à 40 % par an
Principaux logiciels d'application	5 ans
Matériel de service	De 5 à 10 ans

1) Aux fins de l'amortissement, la fin de vie des centrales nucléaires Darlington, Pickering A, Pickering B et Bruce B s'échelonne de 2012 à 2021. Les principales composantes sont amorties sur la durée de vie de la centrale ou sur la durée de vie des composantes, selon la plus courte des durées. La centrale nucléaire Bruce A a été amortie en totalité en 2003. Bruce Power a décidé de remettre la centrale Bruce A en état, entraînant une augmentation de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations au 31 décembre 2006 et une augmentation de la valeur comptable de la centrale Bruce A. La centrale sera maintenant amortie sur une période se terminant en 2030.

2) À compter du 1<sup>er</sup> juillet 2006, aux fins de l'amortissement, la fin de vie des centrales alimentées au charbon a été repoussée à 2012, en raison de la fermeture prévue de ces centrales d'ici la fin de 2012. La centrale Lennox est amortie jusqu'en 2016.

## Dépréciation des immobilisations

OPG évalue ses immobilisations corporelles chaque fois que les conditions indiquent que les flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs pourraient être inférieurs à la valeur comptable nette des actifs. Si les flux de trésorerie futurs non actualisés prévus sont inférieurs à la valeur comptable, une perte de valeur est constatée, correspondant à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur. La juste valeur est établie à partir des flux de trésorerie actualisés prévus si les cours du marché ne sont pas disponibles.

## Comptabilisation des activités à prix réglementés

En décembre 2004, la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario) a reçu la sanction royale. Un règlement adopté en vertu de cette loi stipule qu'OPG recevra des prix réglementés, à compter du 1<sup>er</sup> avril 2005, pour la plupart de ses installations hydroélectriques de base et la totalité de ses installations nucléaires. Cela comprend l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, les installations hydroélectriques R.H. Saunders, et les centrales nucléaires Pickering A et B et Darlington. Le règlement a été modifié en février 2007. La modification a clarifié certains aspects du règlement et a prescrit à OPG d'établir un compte de report lié à certaines variations de son passif au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié et de son passif au titre des coûts de déclassement des centrales nucléaires et de gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne.

Les prix réglementés d'OPG ont été établis par la province d'Ontario (la «Province») en fonction d'une prévision des volumes de production et du total des charges d'exploitation, et d'un rendement de la base tarifaire, qui suppose un rendement moyen de 5 % des capitaux propres. La base tarifaire est un concept réglementaire qui représente le niveau net moyen de placement dans les immobilisations corporelles réglementées, les charges reportées et une provision pour le fonds de roulement. Les prix initiaux sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2005 et devraient demeurer en vigueur jusqu'au 31 mars 2008 au moins, date à laquelle il est prévu que les nouveaux prix réglementés établis par la Commission de l'énergie de l'Ontario («CEO») entreraient en vigueur. Si des changements sont apportés aux hypothèses fondamentales à partir desquelles ces prix initiaux ont été établis, la Province peut les modifier.

La CEO est une société d'État autofinancée. Son mandat et son autorité lui sont conférés par la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la *Loi de 1998 sur l'électricité*, et un bon nombre d'autres lois provinciales. La CEO est un tribunal indépendant

quasi judiciaire qui rend des comptes à l'organe législatif de la Province par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie. Elle réglemente les industries du gaz naturel et de l'électricité de la Province et exerce ses fonctions de réglementation au moyen d'audiences publiques et d'autres instances moins officielles comme des consultations.

Les normes comptables reconnaissent que la réglementation des prix peut entraîner des avantages et des obligations économiques qui sont présentés dans les états financiers consolidés comme les actifs et les passifs réglementaires. Lorsque la réglementation fournit une assurance suffisante que les coûts engagés seront récupérés dans l'avenir, alors OPG peut reporter ces coûts et les constater comme un actif réglementaire. Si une récupération pour l'exercice en cours est prévue pour des coûts devant être engagés dans l'avenir, alors OPG constate un passif réglementaire. De plus, si la réglementation comprend des revenus plus élevés ou moins élevés que les revenus prévus à recevoir ou à rembourser par OPG par le truchement des prix réglementés futurs, OPG constate et présente alors, respectivement, un actif ou un passif réglementaire. L'évaluation de ces actifs et passifs réglementaires est tributaire de certaines estimations et hypothèses, y compris les hypothèses posées relativement à l'interprétation du règlement. Se reporter à la convention de constatation des revenus de la Société ainsi qu'aux notes 6 et 10 afférentes aux états financiers consolidés pour les renseignements additionnels requis aux fins de la comptabilisation des activités à prix réglementés.

### **Placements du portefeuille à long terme**

Les placements du portefeuille à long terme, autres que les placements détenus par la filiale en propriété exclusive de la Société, OPG Ventures Inc. («OPGV»), sont présentés à la fraction non amortie du coût et englobent les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. Les gains et les pertes sur les placements à long terme sont constatés dans les autres revenus, à la vente des placements. Lorsqu'une baisse dans la valeur des placements survient, qui est considérée comme durable, une provision pour perte est établie.

Conformément à la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-18, *Sociétés de placement*, les placements détenus par OPGV sont comptabilisés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur des placements sont incluses dans les revenus de la période pendant laquelle les variations se produisent. La juste valeur de ces placements est estimée d'après les renseignements sur le marché disponibles ou à l'aide de techniques d'estimation fondées sur le rendement historique.

### **Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires**

OPG constate des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations corporelles relativement à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires, actualisées pour tenir compte de la valeur temporelle de l'argent. Elle a estimé le montant et le calendrier des décaissements futurs liés à ces activités en fonction des plans actuels d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires. Les passifs sont d'abord constatés à leur juste valeur estimative, fondée sur la valeur actualisée des coûts que l'on prévoit engager.

Le passif est augmenté régulièrement du montant de la valeur actualisée de la tranche variable des coûts relatifs aux déchets nucléaires produits chaque année, les montants correspondants étant imputés aux charges d'exploitation. Les charges relatives aux déchets de faible activité et d'activité moyenne sont imputées à la dotation aux amortissements. Les charges relatives à l'évacuation ou au stockage du combustible nucléaire irradié sont imputées aux charges relatives au combustible. Le passif peut également être ajusté par suite de modifications des montants ou des échéanciers estimatifs des flux de trésorerie futurs sous-jacents. Au règlement du passif, un gain ou une perte serait constaté.

L'augmentation découle du fait que les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires sont présentés à leur valeur actualisée nette. La charge de désactualisation correspond à l'augmentation de la valeur comptable des passifs due au passage du temps. La charge subséquente est incluse dans les charges d'exploitation.

Le coût de mise hors service d'immobilisations est capitalisé par augmentation de la valeur comptable des immobilisations connexes. Le coût capitalisé est amorti sur la durée de vie utile résiduelle des immobilisations connexes et inclus dans la dotation aux amortissements.

### **Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires**

Conformément à l'accord en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement («ONFA») conclu entre OPG et la Province, OPG a établi un Fonds pour combustible irradié et un Fonds de déclassement (collectivement, les «Fonds nucléaires»). Le Fonds pour combustible irradié vise à financer les dépenses liées à l'évacuation des grappes de combustible nucléaire irradié fortement radioactif tandis que le Fonds de déclassement a été établi pour financer les dépenses liées à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à l'évacuation de déchets nucléaires de faible activité et d'activité moyenne. OPG conserve les Fonds nucléaires dans des comptes de garde en mains tierces qui sont distincts du reste des actifs d'OPG.

Les Fonds nucléaires sont investis dans des valeurs à revenu fixe et titres de capitaux propres qui sont constatés en tant que placements à long terme et sont comptabilisés à la fraction non amortie du coût. Par conséquent, les gains et les pertes ne sont constatés qu'au moment de la vente d'un titre sous-jacent. À ce titre, il peut y avoir des gains et des pertes latents liés aux placements dans les Fonds nucléaires qu'OPG n'a pas constatés dans ses états financiers consolidés. Après l'application du chapitre 3855 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés*, «Instruments financiers – comptabilisation et évaluation», en 2007, les Fonds nucléaires seront évalués à leur juste valeur, et les gains et les pertes seront comptabilisés en résultat. Plus de détails à l'égard de l'incidence des nouvelles normes comptables sont présentés à la rubrique *Modifications comptables futures*.

## Constatation des revenus

La production d'électricité d'OPG est entièrement vendue sur le marché au comptant en temps réel qui est administré par la Société indépendante d'exploitation du réseau de l'électricité («SIERÉ»). Avant le 1<sup>er</sup> avril 2005, les revenus étaient enregistrés à mesure que l'électricité était produite et mesurés en fonction du prix de vente sur le marché au comptant, déduction faite du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché et des activités de couverture. À chaque date de bilan, OPG calculait le prix moyen de l'énergie sur le marché au comptant qui prévalait depuis le début de la période de règlement en cours et constatait un rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché si le prix moyen dépassait 3,8 ¢ le kilowattheure («kWh»), d'après le montant de l'énergie assujéti au mécanisme de rabais.

À compter du 1<sup>er</sup> avril 2005, la production de la plupart des installations hydroélectriques de base d'OPG et de la totalité des installations nucléaires exploitées par OPG a été soumise à la réglementation des prix. En conséquence, les revenus tirés de l'électricité produite par les installations nucléaires sont constatés en fonction d'un prix réglementé de 4,95 ¢/kWh. Le prix réglementé perçu par OPG pour les 1 900 premiers mégawattheures (MWh) de production des installations hydroélectriques réglementées pour toute heure est de 3,3 ¢/kWh. Toute la production de ces installations hydroélectriques réglementées excédant 1 900 MWh pour toute heure est payée au prix du marché au comptant de l'Ontario.

La production des autres centrales hydroélectriques, à combustible fossile et éoliennes d'OPG demeure non réglementée et continue d'être vendue au prix du marché au comptant de l'électricité en Ontario. Toutefois, 85 % de la production de ces autres actifs de production, excluant la centrale Lennox et les ventes à terme au 1<sup>er</sup> janvier 2005, est assujéti à une limite de revenus. La production d'une unité à laquelle une conversion de combustible a été opérée et la production supplémentaire d'une centrale ayant fait l'objet d'une remise en état ou d'un agrandissement sont aussi exclues de la production couverte par la limite de revenus. En outre, jusqu'à ce que les Transition – Generation Corporation Designated Rate Options («TRO») viennent à échéance le 30 avril 2006, les volumes vendus aux termes de ces options étaient aussi exclus du rabais associé à la limite de revenus. Cette limite de revenus, qui a initialement été établie pour une période de 13 mois se terminant le 30 avril 2006, a par la suite été prolongée pour trois années additionnelles. À compter du 1<sup>er</sup> mai 2006, la limite de revenus a été portée à 4,6 ¢/kWh par rapport à la limite précédente de 4,7 ¢/kWh. Le 1<sup>er</sup> mai 2007, la limite de revenus retournera à 4,7 ¢/kWh et passera à 4,8 ¢/kWh à compter du 1<sup>er</sup> mai 2008. En outre, à compter du 1<sup>er</sup> mai 2006, les volumes vendus aux termes d'une vente aux enchères pilote gérée par l'Office de l'électricité de l'Ontario («OEO») sont assujétis à une limite de revenus supérieure de 0,5 ¢/kWh à la limite de revenus applicable aux autres actifs de production d'OPG. Les revenus excédant ces deux limites de revenus sont remis à la SIERÉ au profit des consommateurs.

OPG vend et achète aussi de l'électricité sur les marchés interconnectés des provinces avoisinantes canadiennes et dans les régions du nord-est et du Midwest des États-Unis. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures figurent aux bilans consolidés à la valeur marchande, les gains et les pertes étant constatés dans les états des résultats consolidés. Les gains et les pertes sur contrats de négociation d'électricité (y compris ceux qui seront réglés physiquement) sont présentés au montant net dans les états des résultats consolidés. Ainsi, les achats d'électricité, de 163 millions de dollars en 2006 et de 228 millions de dollars en 2005, ont été déduits des revenus.

OPG tire ses revenus autres qu'énergétiques en vertu d'une entente de location-exploitation conclue avec Bruce Power L.P. («Bruce Power»), qui vise les centrales nucléaires de Bruce. Ils comprennent un revenu locatif, des intérêts créditeurs, les revenus tirés de l'analyse et de la conception techniques, et des services connexes et techniques. OPG tire également des revenus de sa participation dans la coentreprise de Brighton Beach Power Limited Partnership («Brighton Beach») relativement à une convention de conversion énergétique entre Brighton Beach et Coral Energy Canada Inc. («Coral»). De plus, les revenus autres qu'énergétiques englobent les revenus tirés de la vente d'isotopes au secteur médical et les locations immobilières. Les revenus tirés de ces activités sont constatés lorsque les services sont rendus ou lorsque les produits sont livrés.

### *Comptabilisation de certaines ententes de location*

OPG comptabilise les revenus tirés de certaines ententes de location liées aux activités réglementées selon la comptabilité de caisse. Selon cette méthode, OPG constate les revenus de location comme le prescrit l'entente de location dans la mesure où les paiements de location devraient être inclus dans les prix réglementés futurs imposés à la clientèle.

Si OPG n'avait pas appliqué la comptabilité de caisse aux ententes de location et la méthode des impôts exigibles pour les impôts sur les bénéfices connexes en 2006, les revenus et la charge d'impôts futurs connexe auraient été plus élevés respectivement de 21 millions de dollars (15 millions de dollars en 2005) et 6 millions de dollars (5 millions de dollars en 2005).

Au 31 décembre 2006, si OPG avait comptabilisé les ententes de location liées aux activités réglementées de manière linéaire et les impôts sur les bénéfices connexes selon la méthode axée sur le bilan, OPG aurait comptabilisé une créance au titre des ententes de location de 36 millions de dollars (15 millions de dollars en 2005) et un passif d'impôts futurs connexe de 11 millions de dollars (5 millions de dollars en 2005).

## Dérivés

OPG est exposée aux fluctuations des prix de l'électricité associées à un marché au comptant de l'électricité de gros en Ontario. Elle gère ce risque au moyen de divers contrats sur l'énergie et contrats de ventes connexes. Ces contrats doivent servir de couverture contre le risque sur marchandises dans le portefeuille de production d'OPG. Les gains et les pertes sur les instruments de couverture sont comptabilisés dans les résultats pendant la durée du contrat lorsque l'opération sous-jacente est effectuée. Ces gains et ces pertes sont comptabilisés dans les revenus non réglementés et ne sont pas inscrits dans les bilans consolidés. Tous les

contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont constatés comme des actifs ou des passifs, à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les autres revenus.

OPG conclut aussi des dérivés avec d'importantes institutions financières afin de gérer l'exposition de la Société à la fluctuation des devises. Les gains et les pertes de change sur ces contrats dérivés libellés en devises sont constatés en tant qu'ajustement du prix d'achat de la marchandise ou des biens reçus.

OPG est exposée aux variations des taux d'intérêt du marché sur la dette qui doit, selon les prévisions, être émise dans l'avenir. OPG utilise des dérivés sur taux d'intérêt pour couvrir cette exposition. Les gains et les pertes sur ces couvertures de taux d'intérêt sont inscrits en tant qu'ajustement des intérêts débiteurs se rapportant à la dette couverte. Les gains et les pertes qui ne répondent pas aux critères d'efficacité sont comptabilisés dans le bénéfice net de la période au cours de laquelle ils se produisent.

OPG se sert de crédits de réduction des émissions et de quotas pour gérer les émissions dans les limites réglementaires prescrites. Les crédits de réduction des émissions sont achetés auprès de partenaires commerciaux au Canada et aux États-Unis. Les quotas d'émissions sont obtenus de la Province et achetés auprès de partenaires commerciaux en Ontario. Le coût des crédits de réduction des émissions et les quotas sont comptabilisés dans les stocks et imputés aux résultats d'OPG, au coût moyen, dans les charges liées au combustible selon les besoins. Les options d'achat de crédits de réduction des émissions sont comptabilisées en tant que dérivés et inscrites à la valeur marchande estimative.

La comptabilité de couverture est appliquée lorsque l'instrument dérivé est désigné en tant que couverture et est censé être efficace tout au long de la durée de vie de l'élément couvert. Lorsqu'un instrument dérivé cesse d'exister ou d'être efficace à titre de couverture ou lorsque la relation de couverture prend fin, tout gain ou toute perte reporté connexe est comptabilisé dans les revenus en même temps que les gains et les pertes associés à l'élément couvert. Lorsqu'un élément couvert cesse d'exister, tout gain ou toute perte reporté connexe est comptabilisé dans l'état des résultats consolidé de la période en cours.

#### **Conversion des devises**

Les actifs et les passifs monétaires libellés en devises sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Tout gain ou perte en résultant figure dans les autres revenus.

#### **Recherche et développement**

Les frais de recherche et de développement sont passés en charges dans l'exercice où ils sont engagés. Les frais de recherche et de développement engagés pour régler des obligations à long terme, comme les passifs liés à la gestion des déchets nucléaires, pour lesquels des provisions spécifiques existent déjà, sont imputés au passif correspondant.

#### **Régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi**

Les avantages postérieurs à l'emploi offerts par OPG comprennent un régime de retraite agréé contributif à prestations déterminées, un régime de retraite complémentaire à prestations déterminées, une assurance-vie collective, une assurance de soins de santé et une assurance en cas d'invalidité prolongée. OPG constate ses obligations au titre des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi. Les obligations au titre des coûts des prestations de retraite et d'autres avantages postérieurs à la retraite sont établies selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services. L'obligation au titre des prestations d'invalidité prolongée est calculée au moyen de la méthode de répartition des prestations selon une capitalisation à l'échéance. Les obligations sont touchées par les niveaux de salaire, l'inflation et l'accroissement des coûts. Les coûts et les obligations liés aux régimes de retraite et aux autres avantages postérieurs à l'emploi sont déterminés chaque année par des actuaires indépendants, à partir des meilleures estimations de la direction. Les taux d'actualisation utilisés par OPG pour établir les obligations au titre des prestations projetées et les coûts pour les régimes d'avantages sociaux des employés de la Société sont fondés sur les rendements d'obligations de sociétés notées AA représentatives.

Les actifs de la caisse de retraite sont évalués à la valeur liée au marché afin de déterminer les gains ou les pertes actuariels et le rendement prévu des actifs des régimes. La valeur liée au marché prend en compte les gains et les pertes sur les actifs découlant des titres de capitaux propres à un taux de rendement réel présumé de 6 % sur une période de cinq ans.

Les coûts au titre des prestations de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi comprennent les coûts des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice, les intérêts débiteurs sur les obligations, le rendement prévu des actifs des régimes de retraite, les ajustements liés aux modifications des régimes et les rajustements liés aux gains et aux pertes actuariels, qui découlent de changements d'hypothèses, et les gains et les pertes réels. Les coûts des prestations au titre des services passés résultant des modifications des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active des employés couverts par le régime, étant donné que les avantages économiques pour OPG seront réalisés sur cette période. En raison de la nature à long terme des passifs au titre des avantages postérieurs à l'emploi, l'excédent du gain net cumulatif non amorti (ou de la perte), sur 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes de retraite, selon le plus élevé des deux montants, est également amorti sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active des employés.

Lorsque la constatation de la mutation d'employés et du transfert des avantages connexes se traduit par une compression et un règlement des obligations, la compression est comptabilisée avant le règlement. On désigne par compression la perte du droit par les employés de constituer des prestations futures dans le cadre du régime. On entend par règlement l'annulation d'une obligation dans le cadre du régime.

## **Impôts**

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, OPG est tenue de verser des paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés et sur le capital à la SFIÉO. Ces paiements sont calculés conformément aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario), et sont modifiés conformément à la *Loi de 1998 sur l'électricité* et aux règlements connexes. OPG verse donc des impôts d'un montant semblable au montant qu'elle devrait verser en vertu des lois de l'impôt fédérales et provinciales.

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices de ses activités non réglementées. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôts futurs sont établis selon les écarts entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales des actifs et des passifs et sont évalués au moyen des taux d'imposition pratiquement en vigueur et des lois qui seront en vigueur au cours des exercices où les écarts temporaires doivent se résorber ou se régler. L'incidence d'une modification du taux d'imposition sur les actifs et les passifs d'impôts futurs est imputée aux résultats dans la période où la modification est pratiquement en vigueur. Les actifs d'impôts futurs sont évalués et, si leur réalisation n'est pas jugée plus probable qu'improbable, une provision pour moins-value est constituée.

Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2005, avec la mise en application de la réglementation des tarifs, OPG comptabilise les impôts sur les bénéfices liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités selon la méthode des impôts exigibles. Selon cette méthode, OPG ne constate pas d'impôts futurs liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités dans la mesure où ces impôts futurs devraient être récupérés dans les prix futurs réglementés imposés à la clientèle.

OPG verse à la SFIÉO des paiements en remplacement des impôts fonciers sur ses actifs de production d'énergie nucléaire et d'origine fossile, et paie aussi des impôts fonciers aux municipalités.

OPG se voit imputer un montant sur les revenus bruts tirés de la production annuelle d'électricité découlant de ses actifs de production hydroélectrique. Ce montant comprend un pourcentage fixe appliqué à la production hydroélectrique annuelle dérivée des centrales situées sur des terres de la Couronne et un pourcentage progressif applicable à toutes les centrales hydroélectriques. Il est inclus dans les charges liées au combustible.

## **Modifications de conventions et d'estimations comptables**

### ***Dépréciation des actifs à long terme***

Les estimations comptables liées à la dépréciation des actifs à long terme exigent beaucoup de discernement de la part de la direction pour évaluer les durées de vie utile appropriées des actifs à long terme d'OPG, y compris la prise en compte de divers facteurs technologiques et autres.

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2006, par suite de l'achèvement d'un examen des composantes abrégant la durée de vie de la centrale nucléaire Pickering B, OPG a révisé et prolongé, aux fins du calcul de la dépréciation, la durée de service restante estimative de la centrale nucléaire Pickering B, en reportant l'expiration, de 2009 à 2014. Cette prolongation a réduit la dotation aux amortissements de 36 millions de dollars en 2006.

La Province a tenu compte de l'avis de la SIERÉ énoncé dans son rapport de juin 2006 indiquant le besoin d'ajouter une capacité de 2 500 MW à 3 000 MW afin de préserver la fiabilité du réseau. Par conséquent, de nouveaux retards seront à prévoir quant au plan de la Province de remplacer la production au charbon d'ici 2009. En raison de ces retards, OPG a prolongé la durée de vie de la totalité de ses centrales alimentées au charbon, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> juillet 2006, aux fins du calcul de l'amortissement, jusqu'au 31 décembre 2012. Cette prolongation fait réduire la dotation aux amortissements de 64 millions de dollars en 2006, de 126 millions de dollars en 2007 et de 46 millions de dollars en 2008. De 2009 à 2012, la dotation aux amortissements sera augmentée de 59 millions de dollars à chaque exercice. OPG réévaluera la durée de service des centrales alimentées au charbon par suite de la publication du plan pour le réseau d'électricité intégré soumis, et ultérieurement approuvé par la CEO. Toute modification à la durée de service estimative des centrales alimentées au charbon, aux fins du calcul de l'amortissement, pourrait avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'OPG.

OPG continuera d'examiner la durée de vie utile estimative de ses centrales, y compris les centrales nucléaires Darlington et Bruce. Toute modification découlant de cet examen sera reflétée en 2007.

### ***Secteurs isolables***

Comme il est mentionné à la note 18, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> avril 2005, la production de la plupart des installations hydroélectriques de base d'OPG et de la totalité des installations nucléaires exploitées par OPG est devenue assujettie à la réglementation des prix. OPG continue de recevoir le prix du marché au comptant pour la production de ses autres centrales, sous réserve d'une limite de revenus sur la majeure partie de cette production. Avec la mise en application de la réglementation des tarifs, OPG a révisé ses secteurs isolables pour refléter de façon distincte ses activités réglementées et non réglementées. Depuis le deuxième trimestre de 2005, OPG présente ses secteurs d'activité selon la production nucléaire réglementée, la production hydroélectrique réglementée et la production non réglementée. À compter du premier trimestre de 2006, OPG a divisé le secteur d'exploitation des activités de production non réglementée en deux secteurs isolables, soit la production d'origine fossile non réglementée et la production hydroélectrique non réglementée, en raison de modifications apportées à la structure de gestion de ces secteurs. Les résultats des périodes correspondantes ont été reclassés afin de refléter la présentation modifiée.

### **Modifications comptables futures**

En 2005, l'ICCA a publié trois nouvelles normes comptables : le chapitre 1530 du *Manuel*, «Résultat étendu», le chapitre 3855 du *Manuel*, «Instruments financiers – comptabilisation et évaluation», et le chapitre 3865 du *Manuel*, «Couvertures». Ces normes s'appliquent aux états financiers intermédiaires et annuels relatifs aux exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2006.

Ces normes sont en vigueur pour OPG à compter de 2007. OPG a achevé l'évaluation de l'incidence de ces normes sur ses états financiers consolidés. L'incidence de l'application de ces nouvelles normes aux états financiers consolidés d'OPG est résumée plus loin à la rubrique Incidence de l'adoption. Les paragraphes qui suivent présentent de plus amples renseignements sur chacune des trois nouvelles normes comptables relativement à OPG.

#### ***Résultat étendu***

En raison de l'adoption de ces normes, une nouvelle catégorie, Cumul des autres éléments du résultat étendu, sera ajoutée aux capitaux propres dans les bilans consolidés. Les principales composantes de cette catégorie comprendront les gains et les pertes latents sur les actifs financiers classés comme disponibles à la vente, les variations de la juste valeur de la tranche efficace des instruments de couverture de flux de trésorerie et les écarts de change latents, après prise en compte des couvertures, découlant des établissements étrangers autonomes. Ces montants seront inscrits à l'état des autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que les critères de constatation dans l'état des résultats consolidé soient respectés.

#### ***Instruments financiers – comptabilisation et évaluation***

Selon la nouvelle norme, les actifs financiers seront classés, aux fins comptables, dans une des catégories suivantes : placements détenus jusqu'à l'échéance, prêts et créances, actifs financiers détenus à des fins de transaction ou actifs destinés à la vente; les passifs financiers seront classés comme détenus à des fins de transaction ou à des fins autres que de transaction. Les actifs et passifs financiers détenus à des fins de transaction seront évalués à la juste valeur, et les gains et les pertes seront comptabilisés en résultat net. Les actifs financiers détenus jusqu'à leur échéance, les prêts et les créances ainsi que les passifs financiers détenus à des fins autres que de transaction seront évalués au coût amorti. Les instruments destinés à la vente seront évalués à la juste valeur, et les gains et pertes latents seront constatés dans les autres éléments du résultat étendu. La norme permet aussi de désigner tout instrument financier comme détenu à des fins de transaction au moment de sa comptabilisation initiale. Tous les dérivés, y compris les dérivés incorporés qui doivent être comptabilisés de manière distincte, doivent habituellement être classés comme détenus à des fins de transaction et comptabilisés à la juste valeur dans les bilans consolidés.

#### ***Couvertures***

Cette nouvelle norme précise les critères en vertu desquels la comptabilité de couverture peut être appliquée et comment la comptabilité de couverture doit être appliquée dans le cadre de chacune des stratégies de couverture permises : les couvertures de juste valeur, les couvertures de flux de trésorerie et les couvertures de l'exposition au risque de change d'un investissement net dans un établissement étranger autonome. Dans le cas d'une relation de couverture de juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est rajustée en fonction des gains ou des pertes attribuables au risque couvert et comptabilisée en résultat net. Cette variation de la juste valeur de l'élément couvert, dans la mesure où la relation de couverture est efficace, est contrebalancée par les variations de la juste valeur du dérivé. Dans le cas d'une relation de couverture de flux de trésorerie, la partie efficace de la variation de la juste valeur du dérivé de couverture sera constatée dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. La partie inefficace sera comptabilisée en résultat net. Les montants constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu seront reclassés en résultat net des périodes au cours desquelles le résultat net subit l'incidence de la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert. Dans le cas d'une couverture de l'exposition au risque de change d'un investissement net dans un établissement étranger autonome, les gains et les pertes de change des instruments de couverture seront constatés dans les autres éléments du résultat étendu.

#### ***Incidence de l'adoption***

À l'adoption des normes de comptabilisation des instruments financiers, les actifs des Fonds nucléaires qui ont été comptabilisés à leur coût amorti jusqu'à la fin de 2006 seront classés comme actifs détenus à des fins de transaction en 2007 et présentés à leur juste valeur. L'ajustement transitoire lié à la modification de la comptabilisation des Fonds nucléaires sera constaté dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis au 1<sup>er</sup> janvier 2007. L'ajustement transitoire lié aux dérivés incorporés dans des contrats à long terme sera aussi constaté dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis au 1<sup>er</sup> janvier 2007. Avant le 1<sup>er</sup> janvier 2007, OPG évaluait les titres des Fonds nucléaires en fonction du cours de clôture des titres. À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007, OPG appliquera la méthode du prix offert. Toutefois, la modification de méthode d'établissement des prix ne devrait pas avoir une incidence importante sur les soldes des Fonds nucléaires aux bilans consolidés. La juste valeur des instruments de couverture désignés à titre de couvertures de flux de trésorerie sera constatée dans le solde d'ouverture du cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices. La juste valeur de ces couvertures est présentée à la note 12 afférente aux états financiers consolidés vérifiés.

Les montants transitoires qui seront comptabilisés dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis ou du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1<sup>er</sup> janvier 2007 sont les suivants :

Montants transitoires au 1 <sup>er</sup> janvier 2007				
(en millions de dollars)	<b>Au coût 31 décembre 2006</b>	À la juste valeur 1 <sup>er</sup> janvier 2007	Bénéfices non répartis – solde d'ouverture	Cumul des autres éléments du résultat étendu – solde d'ouverture
Solde des Fonds nucléaires <sup>1</sup>	<b>7 694</b>	9 041	1 347	–
Montant dû à la Province	<b>(100)</b>	(928)	(828)	–
	<b>7 594</b>	8 113	519	–
Débiteurs et autres actifs	<b>325</b>	372	–	47
Créditeurs et charges à payer	<b>(989)</b>	(1 005)	(6)	(10)
Passif d'impôts futurs nets	<b>(249)</b>	(265)	–	(16)
Ajustements transitoires			513	21

1) OPG a appliqué la méthode du prix offert pour ce qui est des titres des Fonds nucléaires. Par conséquent, la juste valeur des Fonds nucléaires ci-dessus était moindre que celle présentée à la note 9 afférente aux états financiers. La modification de méthode d'établissement des prix n'a eu aucune incidence sur le solde d'ensemble aux bilans consolidés puisque la réduction de la juste valeur est contrebalancée par une variation correspondante du solde du montant dû à payer à la Province.

#### 4

#### Cession de créances

Le 1<sup>er</sup> octobre 2003, la Société a signé un accord visant la cession d'un droit de copropriété indivis dans ses créances actuelles et futures (les « créances ») à une fiducie indépendante. La Société conserve également un droit de copropriété indivis dans les créances cédées à la fiducie. En vertu de l'accord, la Société continue de gérer les créances. La cession cède à la fiducie la propriété d'une partie des paiements découlant des créances, calculés chaque mois. Le recours de la fiducie envers la Société se limite généralement au revenu tiré des créances. En décembre 2005, la Société a prolongé cet accord jusqu'en août 2009.

OPG a inscrit la cession initiale du droit de copropriété à la fiducie et les cessions subséquentes requises, étant donné l'option de rechargement de la titrisation, à titre de vente, conformément à la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-12 de l'ICCA, *Cession de créances*. Selon cette note d'orientation, le produit de chaque cession à la fiducie est considéré comme la somme reçue de la fiducie, déduction faite du droit de copropriété indivis conservé par la Société. Pour 2006, OPG a constaté des charges avant impôts de 13 millions de dollars (9 millions de dollars en 2005) sur ces cessions à un coût moyen des fonds de 4,4 % (3,1 % en 2005). Au 31 décembre 2006, OPG avait cédé 300 millions de dollars de son portefeuille total de 392 millions de dollars.

Les créances présentées et titrisées par la Société sont comme suit :

(en millions de dollars)	Capital des créances aux 31 décembre		Solde moyen des créances pour les exercices terminés les 31 décembre	
	<b>2006</b>	2005	<b>2006</b>	2005
Total du portefeuille de créances <sup>1</sup>	<b>392</b>	668	<b>445</b>	559
Créances cédées	<b>300</b>	300	<b>300</b>	300
Créances conservées	<b>92</b>	368	<b>145</b>	259
Coût moyen des fonds			<b>4,4 %</b>	3,1 %

1) Le montant représente les créances en cours, y compris les créances titrisées, que la Société continue de gérer.

Une variation défavorable immédiate de 10 % à 20 % du taux d'actualisation n'aurait pas une incidence importante sur la juste valeur du droit conservé. Il n'y a pas eu de créances irrécouvrables pour les exercices terminés les 31 décembre 2006 et 2005.

Les flux de trésorerie liés aux titrisations pour les exercices terminés les 31 décembre 2006 et 2005 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2006	2005
Récupérations réinvesties dans les ventes à rechargement <sup>1</sup>	3 600	3 600
Flux de trésorerie liés aux droits conservés	2 020	2 927

1) Étant donné l'option à rechargement de la titrisation, les sommes récupérées au titre des créances titrisées sont immédiatement réinvesties dans des créances additionnelles, ce qui signifie que le produit de la Société ne dépassera pas le montant initial de 300 millions de dollars. Les montants reflètent le total de 12 montants mensuels.

## 5 Immobilisations

L'amortissement des immobilisations consiste en ce qui suit :

(en millions de dollars)	2006	2005
Amortissement	659	748
Frais de gestion des déchets nucléaires	5	5
	664	753

Les immobilisations se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2006	2005
Immobilisations corporelles		
Centrales nucléaires	6 275	4 754
Centrales hydroélectriques réglementées	4 384	4 379
Centrales hydroélectriques non réglementées	3 481	3 447
Centrales à combustible fossile	1 465	1 411
Autres immobilisations	854	833
Construction en cours	677	348
	17 136	15 172
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	4 066	3 497
Autres immobilisations	309	263
	4 375	3 760
	12 761	11 412

Les intérêts capitalisés dans la construction en cours à un taux de 6,0 % au cours des exercices terminés les 31 décembre 2006 et 2005 étaient respectivement de 21 millions de dollars et 27 millions de dollars.

### Dépréciation des actifs à long terme

Les estimations comptables ayant trait à la dépréciation des actifs nécessitent beaucoup de jugement de la part de la direction afin de déterminer, entre autres, les prévisions à court et à long terme sur les prix futurs des ventes, l'offre d'électricité en Ontario, l'inflation, les prix du combustible et la durée de vie des centrales. Le montant des flux de trésorerie futurs qui seront finalement réalisés par OPG relativement à ces actifs pourrait être très différent des valeurs comptables inscrites aux états financiers consolidés.

#### Unités 2 et 3 de la centrale nucléaire Pickering A

Au deuxième trimestre de 2005, OPG a achevé l'évaluation du coût, de l'échéancier et des risques liés à la remise en service des unités 2 et 3 de la centrale nucléaire Pickering A. L'évaluation a tenu compte des résultats des programmes d'inspection relativement aux mécanismes de dégradation des conduites d'alimentation et du générateur de vapeur, et de la dégradation possible des composantes de l'enceinte du réacteur, qui pourraient avoir une incidence sur le facteur de capacité futur, les charges d'exploitation et la durée de vie des unités. Compte tenu de l'ampleur du travail de remise à neuf, des coûts et des risques liés à la remise en service de ces deux unités, OPG a établi que la remise en service de ces deux unités n'était pas justifiée d'un point de vue commercial même compte tenu de la faisabilité technique. OPG a inscrit au deuxième trimestre de 2005 une baisse de 63 millions de dollars de la valeur comptable de ces deux unités, y compris la construction en cours. En plus de la perte de valeur liée à ces deux unités, OPG a inscrit des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 57 millions de dollars

relativement à la radiation des stocks jugés excédentaires ou inutilisables en raison de la décision de ne pas procéder à la remise en service des unités 2 et 3.

OPG prévoit récupérer les montants comptabilisés dans le compte de report établi aux termes d'un règlement en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario) relativement aux coûts autres qu'en capital engagés à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005 dans le cadre de la remise en service des unités 2 et 3. Les coûts reportés liés aux unités 2 et 3 sont présentés à la note 6 afférente aux états financiers consolidés vérifiés.

#### **Centrale Lennox**

En raison de la demande de renseignements et d'une offre de service pour 2 500 MW de nouvelle production d'énergie propre et de projets de gestion axée sur la demande publiée en septembre 2004 par le gouvernement et des arrangements contractuels connexes, les revenus du marché de l'électricité de gros devraient être moins importants que les revenus antérieurement prévus. En tant que centrale à coûts variables relativement élevés, la centrale Lennox ne pourra pas récupérer ses charges d'exploitation fixes et sa valeur comptable sur le marché de l'électricité de gros dans l'avenir. En raison de ces facteurs, OPG a entamé des discussions avec la Province, prévoyant conclure un arrangement contractuel pour la récupération des coûts d'exploitation fixes annuels et la valeur comptable de la centrale Lennox. En mars 2005, OPG a été avisée par la Province qu'elle continuerait d'appuyer OPG dans la négociation d'un arrangement qui permettrait la récupération des coûts d'exploitation fixes, mais qu'elle n'approuverait pas un arrangement qui permettrait la récupération de la valeur comptable de la centrale Lennox. En raison de ce changement de circonstances, OPG a inscrit une dépréciation de 202 millions de dollars au premier trimestre de 2005.

En mars 2006, la CEO a rendu une décision approuvant un contrat de fiabilité impérative du service intervenu entre OPG et la SIERÉ pour la centrale Lennox, pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2005 au 30 septembre 2006. Les contrats de fiabilité impérative sont conçus dans le but d'assurer que les centrales demeurent disponibles pour préserver la fiabilité du réseau d'électricité. Dans sa décision, la CEO a jugé approprié qu'OPG récupère les charges d'exploitation fixes et variables de la centrale Lennox qui ne sont pas récupérées à même les revenus du marché. En conséquence de cette décision, OPG a comptabilisé des revenus de 59 millions de dollars en 2006. Le contrat de fiabilité impérative est un contrat établi en fonction des coûts qui prévoit des paiements réguliers, sous réserve d'ajustements en fonction des coûts réels. OPG a négocié un contrat semblable avec la SIERÉ pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2006 au 30 septembre 2007. Le contrat a été approuvé par la CEO en janvier 2007.

#### **Centrales de Thunder Bay et Atikokan**

En 2006, OPG a constaté une dépréciation des centrales alimentées au charbon de Thunder Bay et Atikokan de 22 millions de dollars, qui représente la valeur comptable ou la valeur comptable nette de ces centrales. OPG a testé la recouvrabilité de la valeur comptable des centrales alimentées au charbon en raison de changements de circonstances, qui comprenaient une diminution des prix au comptant du marché en Ontario et la prolongation de la durée de vie des centrales alimentées au charbon. La juste valeur des centrales alimentées au charbon, qui a été établie selon une méthode fondée sur les flux de trésorerie actualisés, a été comparée à la valeur comptable des actifs de production afin d'établir la dépréciation. Il a été établi que les centrales alimentées au charbon de Thunder Bay et Atikokan n'auraient pas été en mesure de récupérer leurs charges d'exploitation et dépenses en immobilisations ni leur valeur comptable, sur leur durée de service résiduelle.

## **6 Actifs et passifs réglementaires**

Aux 31 décembre 2006 et 2005, les actifs et les passifs réglementaires s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	<b>2006</b>	2005
<b>Actifs réglementaires</b>		
Coûts de remise en service de la centrale Pickering A	<b>249</b>	261
Variation des revenus tirés de services connexes	<b>–</b>	5
Variation des indisponibilités et restrictions liées au transport	<b>2</b>	–
<b>Total des actifs réglementaires</b>	<b>251</b>	266
<b>Passifs réglementaires</b>		
Écart de la production hydroélectrique	<b>4</b>	4
Divers	<b>7</b>	8
<b>Total des passifs réglementaires</b>	<b>11</b>	12

La variation des actifs et des passifs réglementaires pour 2006 et 2005 est la suivante :

(en millions de dollars)	Coûts de remise en service de Pickering A	Écart des revenus tirés de services connexes	Écart de la production hydroélectrique	Indisponibilités et restrictions liées au transport	Divers
Actifs (passifs) réglementaires au 1 <sup>er</sup> janvier 2005	-	-	-	-	-
Augmentation (diminution) au cours de l'exercice	265	5	(4)	-	(8)
Amortissement de l'exercice	(4)	-	-	-	-
Actifs (passifs) réglementaires au 31 décembre 2005	261	5	(4)	-	(8)
Augmentation (diminution) au cours de l'exercice	13	(5)	-	2	1
Amortissement de l'exercice	(25)	-	-	-	-
Actifs (passifs) réglementaires au 31 décembre 2006	<b>249</b>	-	<b>(4)</b>	<b>2</b>	<b>(7)</b>

### Coûts de remise en service de Pickering A

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2005, conformément à un règlement édicté en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario), OPG a été tenue d'établir un compte de report relativement aux coûts autres qu'en capital engagés à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005 liés à la remise en service prévue de la totalité des unités de la centrale nucléaire Pickering A. En conséquence, la modification de comptabilisation a été adoptée de manière prospective le 1<sup>er</sup> janvier 2005. Au 31 décembre 2006, le compte de report s'établissait à 249 millions de dollars, somme composée de coûts autres qu'en capital de 232 millions de dollars relativement à l'unité 1, de 19 millions de dollars relativement aux unités 2 et 3, de coûts généraux de remise en service de 20 millions de dollars, d'intérêts de 7 millions de dollars et d'amortissement cumulé de 29 millions de dollars.

Au 31 décembre 2005, le compte de report s'établissait à 261 millions de dollars, somme composée de coûts autres qu'en capital de 228 millions de dollars relativement à l'unité 1, de 19 millions de dollars relativement aux unités 2 et 3, de coûts généraux de remise en service de 11 millions de dollars, d'intérêts de 7 millions de dollars et d'amortissement cumulé de 4 millions de dollars.

En vertu du règlement, la CEO doit s'assurer qu'OPG récupère tout solde du compte de report de manière linéaire sur une période d'au plus 15 ans.

Si OPG n'avait pas imputé de coûts au compte de report comme le prescrit le règlement, les charges d'exploitation, de maintenance et d'exploitation auraient été réduites de 12 millions de dollars (augmentation de 254 millions de dollars en 2005). De plus, le montant net des intérêts débiteurs aurait été plus élevé de 7 millions de dollars en 2005.

### Comptes d'écart et autres soldes réglementaires

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> avril 2005, conformément à un règlement en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario), OPG a été tenue d'établir des comptes d'écart pour les coûts en capital et autres qu'en capital engagés et les revenus gagnés ou les manques à gagner à compter du 1<sup>er</sup> avril 2005 attribuables aux écarts avec les prévisions fournies à la Province aux fins d'établissement des prix réglementés qui sont liés aux différences dans la production d'hydroélectricité créées par des écarts entre l'hydraulicité prévue et réelle, aux modifications non prévues aux exigences réglementaires en matière de production nucléaire ou aux modifications technologiques non prévues, aux variations des revenus tirés de services connexes des installations réglementées, aux catastrophes naturelles (y compris des conditions météorologiques rigoureuses), ainsi qu'aux indisponibilités et restrictions liées au transport. En 2006, OPG a comptabilisé une réduction des revenus de 5 millions de dollars, reflétant des revenus tirés des services connexes favorables comparativement à la prévision fournie à la Province aux fins d'établissement des prix réglementés. En 2006, OPG a comptabilisé des revenus de 2 millions de dollars reflétant une baisse des ventes de la production en raison d'indisponibilités et de restrictions liées au transport en 2006.

En 2005, OPG a comptabilisé des revenus de 5 millions de dollars reflétant des revenus tirés des services connexes défavorables comparativement aux prévisions pour 2005. OPG a inscrit une réduction des revenus de 4 millions de dollars en 2005, reflétant une hydraulicité favorable comparativement aux prévisions pour 2005.

En vertu du règlement, la CEO est tenue de s'assurer de la récupération de montants comptabilisés dans les comptes d'écart dans la mesure où la CEO est convaincue que les revenus comptabilisés dans les comptes ont été gagnés ou constituent un manque à gagner, que les charges comptabilisées dans les comptes ont été prudemment engagées, et que les revenus et les charges sont comptabilisés de manière appropriée. Tout solde approuvé par la CEO sera amorti sur une période n'excédant pas trois ans. L'amortissement débutera lorsqu'OPG commencera à récupérer les soldes à même les nouveaux prix qui seront établis par la CEO. Tout solde de ces comptes rejeté par la CEO sera reflété dans les résultats d'exploitation de la période pendant laquelle la CEO rendra sa décision.

L'autre passif réglementaire comprend une tranche de revenus non réglementés gagnés par les actifs réglementés d'OPG, ce qui pourrait entraîner une réduction des prix réglementés futurs qui seront établis par la CEO.

Si OPG n'avait pas comptabilisé les comptes d'écart et d'autres soldes réglementaires à titre d'actifs et de passifs réglementaires, les revenus de 2006 auraient été plus élevés de 2 millions de dollars (moins élevés de 1 million de dollars en 2005).

#### **Passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié et passif lié au déclassement nucléaire et à la gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne**

En février 2007, la Province a modifié le règlement en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario) afin d'exiger d'OPG qu'elle établisse un compte de report relativement à certaines variations de son passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié et de son passif lié au déclassement nucléaire et à la gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne. Le compte de report requiert qu'OPG comptabilise un actif ou un passif réglementaire représentant l'incidence qu'ont sur les besoins de revenus les variations de ces passifs nucléaires qui découlent d'un plan de référence approuvé après le 1<sup>er</sup> avril 2005 aux termes de l'ONFA. Les besoins de revenus sont un concept réglementaire qui représente la totalité des coûts et un rendement de la base tarifaire selon un taux de rendement autorisé que l'organisme de réglementation juge approprié. Le 31 décembre 2006, OPG a comptabilisé une augmentation de 1 386 millions de dollars de ces passifs nucléaires découlant du plan de référence approuvé pour 2006.

À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007 et jusqu'à la date effective de la première ordonnance de la CEO établissant les prix réglementés, attendue après le 31 mars 2008, OPG comptabilisera un actif réglementaire lié à l'augmentation des passifs nucléaires découlant du plan de référence approuvé pour 2006. La CEO est tenue, en vertu du règlement, de s'assurer qu'OPG récupère le solde comptabilisé dans le compte de report de manière linéaire sur une période d'au plus trois ans, dans la mesure où la CEO est convaincue que l'incidence sur les besoins de revenus est comptabilisée de manière appropriée.

## **7 Facilités de crédit à court terme**

La facilité de crédit bancaire consentie renouvelable de 1 milliard de dollars d'OPG est divisée en deux tranches, soit une tranche de 364 jours de 500 millions de dollars venant à échéance le 22 mai 2007 et une tranche de trois ans de 500 millions de dollars venant à échéance le 22 mai 2009. Le total de la facilité de crédit sera principalement affecté au soutien des billets émis dans le cadre du programme d'effets de commerce d'OPG. Au 31 décembre 2006, il y avait des effets de commerce en cours de 15 millions de dollars (néant en 2005). OPG n'avait aucun autre emprunt en cours en vertu de sa facilité de crédit bancaire en 2006 et 2005.

OPG a également des facilités de découvert non confirmées à court terme de 26 millions de dollars (26 millions de dollars en 2005) ainsi que des facilités de crédit non confirmées à court terme de 240 millions de dollars (215 millions de dollars en 2005) soutenant l'émission de lettres de crédit. OPG utilise des lettres de crédit au soutien des régimes de retraite complémentaires et est tenue de verser des lettres de crédit à titre de sûreté auprès des sociétés de distribution locale comme le prescrit le *Code de règlement au détail* de la CEO. Au 31 décembre 2006, il y avait un total de 185 millions de dollars (157 millions de dollars en 2005) de lettres de crédit émises, qui comprenaient 159 millions de dollars liés aux régimes de retraite complémentaires (138 millions de dollars en 2005) et 16 millions de dollars (néant en 2005) liés à la construction du Portlands Energy Centre.

## **8 Dette à long terme**

La dette à long terme est composée de ce qui suit :

(en millions de dollars)	<b>2006</b>	2005
Effets à payer à la SFIÉO	<b>3 165</b>	3 695
Part de la dette de la société en commandite sans recours	<b>194</b>	200
	<b>3 359</b>	3 895
Moins : tranche échéant à moins d'un an		
Effets à payer à la SFIÉO	<b>400</b>	800
Part de la dette de la société en commandite	<b>6</b>	6
	<b>406</b>	806
Dette à long terme	<b>2 953</b>	3 089

Les créances de premier rang confèrent à leurs porteurs le droit de recevoir le paiement complet des montants qui leur sont dus, avant les porteurs des créances subordonnées. La SFIÉO détient actuellement l'ensemble des créances de premier rang et des créances subordonnées impayées d'OPG.

Les dates d'échéance au 31 décembre 2006 des effets à payer à la SFIÉO sont comme suit :

Année d'échéance	Taux d'intérêt (%)	Capital impayé		Total
		Effets de premier rang	Effets subordonnés	
2007	5,85	400	–	400
2008	5,90	400	–	400
2009	6,01	350	–	350
2010	6,00	595	375	970
2011	6,65	–	375	375
2012	5,72	400	–	400
2016	4,91	270	–	270
		2 415	750	3 165

En mars 2005, la Société a conclu une entente avec la SFIÉO afin d'obtenir un financement additionnel pouvant atteindre 600 millions de dollars jusqu'au 31 mars 2006. En avril 2005, 400 millions de dollars avaient été prélevés aux termes de cette facilité, d'une durée de sept ans.

En septembre 2005, OPG a conclu une entente avec la SFIÉO visant à obtenir un financement par emprunt pour le projet de tunnel de Niagara. Le financement, dont le montant peut atteindre 1 milliard de dollars au cours de la durée du projet, prendra la forme d'effets de dix ans, qui seront émis trimestriellement afin d'acquitter les obligations relatives au projet. Les intérêts seront fixés, pour chaque effet émis, au moment de l'avance à un taux égal au taux en vigueur pour les obligations de référence de dix ans du gouvernement du Canada, majoré d'un différentiel de taux établi par la SFIÉO, fondé sur un échantillon de taux du marché. En octobre 2006, OPG a émis 160 millions de dollars aux termes de cette facilité.

En octobre 2005, OPG a conclu une entente semblable avec la SFIÉO pour le financement de la dette liée au projet de conversion au gaz de la centrale de Thunder Bay. En vertu de cette facilité de crédit, OPG avait accès à un montant pouvant atteindre 95 millions de dollars qui pouvait être prélevé selon les besoins au cours de la période de construction. À la lumière de la directive donnée à l'OEO visant à établir la meilleure façon de remplacer la production alimentée au charbon, la Province a jugé qu'il n'était plus utile de poursuivre la conversion au gaz naturel de la centrale de Thunder Bay. Le 12 juillet 2006, OPG a reçu une déclaration de l'actionnaire abrogeant la déclaration de l'actionnaire d'octobre 2005 et rendant effective l'annulation du projet.

En décembre 2006, OPG a conclu une entente avec la SFIÉO pour le financement de la dette des projets de la centrale hydroélectrique Lac Seul et du Portlands Energy Centre. Un montant pouvant atteindre 50 millions de dollars sera disponible pour le projet du Lac Seul et un montant pouvant atteindre 400 millions de dollars sera disponible pour le projet du Portlands Energy Centre en vertu de chacune des facilités de crédit. Les facilités de crédit seront prélevées selon les besoins pour financer les projets respectifs au cours de la période de construction. Le financement prendra la forme d'effets de dix ans dont les intérêts seront fixés pour chaque effet émis au moment de l'avance à un taux égal au taux en vigueur pour les obligations de référence de dix ans du gouvernement du Canada, majoré d'un différentiel de taux établi par la SFIÉO, fondé sur un échantillon de taux du marché. En décembre 2006, OPG a émis des tranches de 20 millions de dollars et de 90 millions de dollars aux termes, respectivement, de la facilité de crédit du projet du Lac Seul et de la facilité de crédit du projet du Portlands Energy Centre.

Les intérêts payés en 2006 se sont établis à 248 millions de dollars (235 millions de dollars en 2005), dont une tranche de 229 millions de dollars a trait aux intérêts payés sur la dette à long terme (220 millions de dollars en 2005).

## 9

### Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires fondés sur la valeur actualisée sont composés de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2006	2005
Passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié	5 669	4 940
Passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne	4 659	3 627
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	192	192
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	10 520	8 759

Les variations des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires pour les exercices terminés les 31 décembre 2006 et 2005 sont les suivantes :

(en millions de dollars)	2006	2005
Passifs au début de l'exercice	8 759	8 339
Augmentation des passifs en raison de la charge de désactualisation	499	476
Augmentation des passifs en raison des charges variables liées à la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets nucléaires	38	34
Passifs réglés par les dépenses de gestion des déchets	(164)	(90)
Augmentation du passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	2	–
Augmentation du passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié et du passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne pour refléter la modification des estimations de coûts	1 386	–
Passifs à la fin de l'exercice	10 520	8 759

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires se composent des coûts prévus à engager jusqu'à la date de fin des activités et de fermeture des centrales nucléaires et à combustible fossile. Des coûts seront engagés pour le déclassement, la démolition et l'évacuation des installations et du matériel, la décontamination et la remise en état des sites et la gestion courante et à long terme du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité et d'activité moyenne.

Les coûts suivants sont constatés à titre de passif :

- ▶ la valeur actualisée des coûts de déclassement des installations nucléaires et à combustible fossile à la fin de leur durée de vie utile;
- ▶ la valeur actualisée de la partie coût fixe de tout programme de gestion des déchets nucléaires requis, d'après le volume total des déchets attendus sur la durée de vie estimative des centrales;
- ▶ la valeur actualisée de la partie coût variable de tout programme de gestion des déchets nucléaires, compte tenu des volumes de déchets réels, engagé à ce jour.

L'établissement du montant à comptabiliser pour les coûts pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires exige la formulation d'hypothèses importantes, car ces programmes s'échelonnent sur un bon nombre d'années. OPG a mis à jour, au 31 décembre 2006, les estimations relatives aux passifs liés à la gestion du combustible nucléaire irradié et du passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne. Le plan de référence mis à jour qui en a résulté («plan de référence approuvé pour 2006») a été approuvé par la Province conformément aux termes de l'ONFA. La hausse des coûts estimatifs reflétée dans le plan de référence approuvé découle principalement de l'augmentation des quantités de combustible irradié et de déchets en raison de la prolongation de la durée de vie des centrales, des expériences récentes en matière de déclassement de réacteurs et des changements dans les indices économiques. La hausse est en partie contrebalancée par le report de la date de déclassement de certaines centrales.

En conséquence de l'approbation du nouveau plan de référence, OPG constatera des charges additionnelles, y compris une charge de désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires et une dépréciation de la valeur comptable des immobilisations connexes. L'incidence de ces charges additionnelles sera atténuée par la constatation d'un actif réglementaire qui sera récupéré à même les prix futurs imposés à la clientèle, comme le prescrit le règlement modifié en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (Ontario) analysé à la note 6 afférente aux états financiers consolidés.

Les fermetures de centrales nucléaires et à combustible fossile sont prévues pour les 6 à 33 prochaines années. Le plan de référence mis à jour comprend des flux de trésorerie estimatifs jusqu'en 2073 au titre du déclassement de centrales nucléaires et jusqu'en 2159 environ au titre de la gestion de combustible nucléaire irradié. Le montant non actualisé des flux de trésorerie estimatifs associés aux passifs qui devraient être engagés jusqu'à la date de fermeture des centrales inclusivement est d'environ 24 milliards de dollars. Le taux d'actualisation utilisé pour calculer la valeur actualisée des passifs était de 5,75 % pour les passifs établis avant le 31 décembre 2006. La révision à la hausse du montant des flux de trésorerie estimatifs non actualisés au titre du passif d'OPG lié à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement de centrales a été actualisée au taux de 4,6 %. Les taux d'augmentation des coûts allaient de 1,8 % à 3,6 %. Aux termes de l'entente de location conclue avec Bruce Power, OPG continue d'être chargée des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires relativement aux centrales nucléaires Bruce.

Les hypothèses importantes sur plusieurs facteurs techniques et opérationnels utilisés pour le calcul des charges à payer font l'objet d'examen périodiques. Toute modification de ces hypothèses, ainsi que des hypothèses sur le calendrier des programmes, les indicateurs financiers ou les technologies utilisées, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des charges à payer. Compte tenu de la durée de ces programmes et de l'évolution rapide de la technologie utilisée dans la gestion des déchets nucléaires, il existe beaucoup d'incertitude quant à l'exactitude de la mesure des coûts de ces programmes, qui peuvent augmenter ou diminuer avec le temps.

### **Passif au titre des coûts de gestion du combustible nucléaire irradié**

Le passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié représente les coûts de gestion des grappes de combustible nucléaire irradié hautement radioactives. Les hypothèses actuelles utilisées pour l'établissement des coûts relatifs au combustible irradié incluent la gestion à long terme des grappes de combustible nucléaire irradié par l'évacuation en couches géologiques profondes, la mise en service prévue en 2035 d'installations d'évacuation de combustible nucléaire irradié et une distance moyenne de transport de 1 000 kilomètres entre les installations nucléaires et les installations d'évacuation. Des solutions de rechange à l'évacuation en couches géologiques profondes ont été étudiées par les centrales nucléaires canadiennes par l'intermédiaire de l'Organisation de gestion des déchets nucléaires dans le cadre de l'étude portant sur les solutions de rechange exigée par la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire* (Canada) fédérale (la «LDCN»). L'étude portant sur les solutions de rechange a été présentée au gouvernement fédéral en novembre 2005. Le gouvernement fédéral décidera quelle solution de gestion devrait être adoptée. La décision attendue devrait avoir une incidence importante sur l'estimation du passif par OPG.

### ***Passif au titre des coûts de déclasserement de centrales nucléaires et de gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne***

Le passif lié au déclasserement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne représente les coûts estimatifs du déclasserement de centrales nucléaires au terme de leur durée de vie utile ainsi que le coût de la gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne produits par les centrales nucléaires. Les principales hypothèses utilisées pour l'estimation des coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires incluent le déclasserement de centrales nucléaires selon un calendrier échelonné (les réacteurs demeureront à l'arrêt en lieu sûr pendant les 30 ans précédant un déclasserement de dix ans).

Les coûts de la gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne sur leur cycle de vie comprennent les coûts du traitement et du stockage de ces déchets radioactifs pendant et après l'exploitation des centrales nucléaires ainsi que les coûts de leur évacuation définitive à long terme. Les hypothèses actuelles utilisées pour établir les coûts de gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne à payer comprennent une installation d'évacuation des déchets de faible activité et d'activité moyenne dont la mise en service est prévue pour 2017. L'option a été approuvée par la Municipalité de Kincardine et le processus d'évaluation environnementale est en cours.

### ***Passif au titre des coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires***

Le passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires repose sur des estimations de coûts formulées par des tiers à la lumière d'un examen approfondi des sites des centrales en exploitation et d'une évaluation des activités de nettoyage et de remise en état requises. Ce passif représente les coûts estimatifs de déclasserement des centrales à combustible fossile au terme de leur durée de vie utile. Selon les estimations, ces centrales devraient être démantelées entre 2012 et 2039.

Outre le passif de 103 millions de dollars pour les sites en exploitation, OPG a inscrit un passif au titre d'une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations de 89 millions de dollars relativement aux coûts de déclasserement et de remise en état des sites des centrales ayant fait l'objet d'un désinvestissement ou qui ne sont plus utilisés.

OPG n'a aucune obligation légale à l'égard du déclasserement de ses installations hydroélectriques. En outre, les coûts pour ce type d'installations ne peuvent pas faire l'objet d'une estimation raisonnable étant donné leur longue durée de vie utile. Compte tenu des efforts déployés pour la maintenance ou la reconstruction, les structures de contrôle des eaux devraient être utilisées dans un avenir prévisible. Donc, OPG n'a constaté aucun passif lié au déclasserement de ses installations hydroélectriques.

### **Ontario Nuclear Funds Agreement**

OPG met des fonds de côté qui seront utilisés spécifiquement pour le règlement de ses passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. En juillet 2003, OPG et la Province ont conclu des arrangements, conformément à l'ONFA. Pour respecter l'ONFA, OPG a établi des Fonds nucléaires. OPG supervise la gestion des placements des Fonds nucléaires conjointement avec la Province. Les actifs des Fonds nucléaires sont détenus dans des comptes de garde par des tiers qui sont distincts du reste des actifs d'OPG.

Le Fonds de déclasserement servira à financer les coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires de faible activité et d'activité moyenne à long terme ainsi qu'une tranche des frais de stockage du combustible irradié après la durée de vie de la centrale. Le financement initial du Fonds de déclasserement était censé régler en totalité l'estimation de 1999 du passif. OPG assume le risque et le passif relativement à l'accroissement des coûts estimatifs ainsi qu'aux produits tirés des investissements du Fonds de déclasserement.

Le Fonds pour combustible irradié servira à financer les coûts futurs de la gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire irradié. OPG assume le risque et le passif relativement à l'accroissement des coûts de gestion des déchets de combustible irradié, sous réserve des seuils de passif progressifs précisés dans l'ONFA, qui limitent son risque financier total à environ 6,0 milliards de dollars, soit la valeur actualisée au 1<sup>er</sup> avril 1999 (environ 9,1 milliards de dollars en dollars de 2006), compte tenu des projections de 2,23 millions de grappes relatives aux grappes de combustible irradié établies selon les durées de vie des centrales

figurant dans le plan de référence financier initial. Les seuils de passif progressifs ne s'appliquent pas aux grappes de combustible irradié additionnelles prévues dans le plan de référence approuvé pour 2006 aux termes de l'ONFA. OPG fait des versements trimestriels au Fonds pour combustible irradié au cours de la durée de vie de ses centrales nucléaires, comme il est précisé dans l'ONFA. Le financement requis pour 2006 aux termes de l'ONFA était de 454 millions de dollars, y compris une cotisation à la fiducie en vertu de la LDCN de l'Ontario (la «Fiducie») de 50 millions de dollars.

La LDCN est entrée en vigueur en novembre 2002. Conformément à cette dernière, l'Organisation de gestion des déchets nucléaires a été fondée afin de préparer et d'examiner des solutions de rechange et de fournir des recommandations au gouvernement fédéral pour la gestion à long terme des déchets nucléaires au plus tard en novembre 2005. Le gouvernement fédéral choisira une option de gestion à long terme des déchets nucléaires en fonction de plans déposés. Conformément à la LDCN, OPG a effectué un dépôt initial de 500 millions de dollars dans la Fiducie en novembre 2002. La LDCN exige en outre qu'OPG verse des cotisations annuelles de 100 millions de dollars à la Fiducie, qui doivent être déposées dans la Fiducie au plus tard à la date anniversaire de la LDCN en novembre. Pour se conformer à cette exigence, OPG a cotisé 150 millions de dollars à la Fiducie en 2005 (une tranche de 50 millions de dollars de la cotisation faisait partie de l'obligation de cotisation d'OPG pour 2006), et a cotisé 50 millions de dollars en 2006 comme appoint à son obligation de cotisation pour 2006. En vertu de la LDCN, OPG doit continuer à déposer 100 millions de dollars chaque année dans la Fiducie jusqu'à ce que le gouvernement fédéral approuve un plan à long terme. Les cotisations futures à la Fiducie après 2006 seront tributaires de la direction choisie par le gouvernement fédéral en fonction des recommandations soumises en novembre 2005. Étant donné que la Fiducie fait partie du Fonds pour combustible irradié, les cotisations à la Fiducie, comme l'exige la LDCN, sont appliquées aux obligations de paiement aux termes de l'ONFA.

Comme l'exige la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (Canada), et en vertu de l'ONFA, la Province a fourni à la Commission canadienne de sûreté nucléaire («CCSN»), pour le compte d'OPG, une garantie représentant jusqu'à 1 510 millions de dollars. Cette garantie prévoit qu'il y aura suffisamment de fonds disponibles pour régler les passifs actuels liés au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. La garantie provinciale s'ajoutera au Fonds pour combustible irradié et au Fonds de déclassement jusqu'à ce qu'il y ait suffisamment de fonds pour couvrir le passif accumulé lié au déclassement de centrales et à la gestion des déchets nucléaires. La garantie, de même que le Fonds pour combustible irradié et le Fonds de déclassement, fait partie des exigences de la CCSN en matière d'octroi de permis pour les centrales nucléaires d'OPG. OPG verse à la Province une commission de garantie annuelle de 0,5 % du montant garanti par la Province. OPG a versé la commission de garantie annuelle pour 2006 de 8 millions de dollars (8 millions de dollars en 2005).

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG un rendement annuel de 3,25 % du Fonds pour combustible irradié plus la variation de l'indice des prix à la consommation de l'Ontario («rendement garanti»), mais seulement pour le Fonds pour combustible irradié relatif au passif lié aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié. La différence entre le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et le rendement réel du marché, selon la juste valeur des actifs du Fonds, qui comprend les rendements réalisés et latents, est due à ou par la Province. Comme OPG a comptabilisé les placements dans les fonds distincts selon la méthode du coût amorti jusqu'au 31 décembre 2006, le montant constaté dans les états financiers consolidés dû à ou par la Province correspond à la différence entre le rendement garanti et le rendement réel d'après les rendements réalisés seulement. Au 31 décembre 2006, les comptes du Fonds pour combustible irradié comprenaient un montant de 100 millions de dollars dû à la Province (4 millions de dollars en 2005). Si les placements dans le Fonds pour combustible irradié avaient été comptabilisés à la juste valeur marchande dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2006, il y aurait eu un montant dû à la Province de 641 millions de dollars (306 millions de dollars en 2005).

En vertu de l'ONFA, le Fonds de déclassement avait un taux de rendement cible à long terme de 5,75 % par année. En vertu du plan de référence approuvé pour 2006, le taux a été révisé à 5,15 %. Le taux de rendement cible est sujet à des modifications futures dans le plan de référence approuvé aux termes de l'ONFA. Si le taux de rendement diffère de 5,15 % ou si l'estimation des passifs change dans l'actuel plan de référence approuvé aux termes de l'ONFA, le Fonds de déclassement peut être sous-capitalisé ou en situation excédentaire. Selon l'ONFA, en cas d'un surplus dans le Fonds de déclassement de sorte que les passifs, dans l'actuel plan de référence approuvé aux termes de l'ONFA, sont financés au moins à 120 %, OPG peut transférer jusqu'à 50 % de l'excédent sur 120 % à titre de cotisation au Fonds pour combustible irradié, et la SFIEO est en droit de recevoir une distribution d'un montant équivalent. De plus, à l'expiration de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent de capitalisation qui correspond à l'écart positif entre la juste valeur marchande du Fonds de déclassement et les coûts d'achèvement estimés autorisés dans l'actuel plan de référence approuvé aux termes de l'ONFA. Au 31 décembre 2006, le Fonds de déclassement était sous-capitalisé selon la méthode du coût amorti en raison de l'approbation du plan de référence pour 2006 aux termes de l'ONFA. Par conséquent, aucun ajustement d'excédent n'a été présenté dans le Fonds de déclassement au 31 décembre 2006. Au 31 décembre 2005, le Fonds de déclassement excédait le coût d'achèvement estimatif prévu dans le plan de référence antérieur approuvé en 1999 aux termes de l'ONFA selon la méthode du coût amorti. OPG a présenté un excédent de 7 millions de dollars dû à la Province selon la méthode du coût amorti en 2005. Si les placements dans le Fonds de déclassement avaient été comptabilisés à la juste valeur marchande dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2006, et si l'on avait mis fin au Fonds de déclassement aux termes de l'ONFA, il y aurait eu un montant dû à la Province de 294 millions de dollars (484 millions de dollars en 2005).

Aux 31 décembre 2006 et 2005, les Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires consistaient en ce qui suit :

(en millions de dollars)	Méthode du coût amorti		Juste valeur	
	2006	2005	2006	2005
Fonds de déclassement	4 356	4 106	5 169	4 583
Montant dû à la Province – Fonds de déclassement	–	(7)	(294)	(484)
	<b>4 356</b>	4 099	<b>4 875</b>	4 099
Fonds pour combustible irradié <sup>1</sup>	3 338	2 693	3 879	2 995
Montant dû à la Province – Fonds pour combustible irradié	(100)	(4)	(641)	(306)
	<b>3 238</b>	2 689	<b>3 238</b>	2 689
	<b>7 594</b>	6 788	<b>8 113</b>	6 788

1) La fiducie en vertu de la LDCN de l'Ontario représentait 1 102 millions de dollars au 31 décembre 2006 (1 003 millions de dollars au 31 décembre 2005) du Fonds pour combustible irradié selon la méthode du coût amorti.

Le coût amorti et la juste valeur des titres investis dans les fonds distincts, qui comprennent le Fonds pour combustible irradié et le Fonds de déclassement, étaient comme suit aux 31 décembre 2006 et 2005 :

(en millions de dollars)	Méthode du coût amorti		Juste valeur	
	2006	2005	2006	2005
Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme	556	516	553	515
Titres négociables	4 250	3 772	5 608	4 547
Obligations et débetures	2 306	1 757	2 305	1 762
Créance de la SFIÉO	588	759	588	759
Frais d'administration à payer	(6)	(5)	(6)	(5)
	<b>7 694</b>	6 799	<b>9 048</b>	7 578
Montant dû à la Province – Fonds de déclassement	–	(7)	(294)	(484)
Montant dû à la Province – Fonds pour combustible irradié	(100)	(4)	(641)	(306)
Total	<b>7 594</b>	6 788	<b>8 113</b>	6 788

Les obligations et les débetures détenues dans le Fonds pour combustible irradié et le Fonds de déclassement aux 31 décembre 2006 et 2005 viennent à échéance comme suit :

(en millions de dollars)	Juste valeur	
	2006	2005
Moins de un an	–	–
De 1 an à 5 ans	1 167	769
De 5 à 10 ans	467	485
Plus de 10 ans	671	508
Total des titres d'emprunt à venir à échéance	<b>2 305</b>	1 762
Rendement moyen	<b>4,5 %</b>	4,3 %

La créance de 588 millions de dollars (759 millions de dollars en 2005) de la SFIÉO ne porte pas de date d'échéance précise. Le taux d'intérêt réel sur le montant à recevoir de la SFIÉO était de 3,9 % en 2006 (5,8 % en 2005).

La variation des Fonds nucléaires pour les exercices terminés les 31 décembre 2006 et 2005 est la suivante :

(en millions de dollars)	Méthode du coût amorti		Juste valeur	
	2006	2005	2006	2005
Fonds de déclassement au début de l'exercice	<b>4 099</b>	3 858	<b>4 099</b>	3 882
Augmentation du Fonds en raison du rendement des placements	<b>256</b>	255	<b>592</b>	459
Diminution du Fonds en raison du remboursement des dépenses	<b>(6)</b>	(7)	<b>(6)</b>	(7)
Diminution (augmentation) du montant dû à la Province	<b>7</b>	(7)	<b>190</b>	(235)
Fonds de déclassement à la fin de l'exercice	<b>4 356</b>	4 099	<b>4 875</b>	4 099
Fonds pour combustible irradié au début de l'exercice	<b>2 689</b>	2 118	<b>2 689</b>	2 118
Augmentation du Fonds en raison des cotisations versées	<b>454</b>	454	<b>454</b>	454
Augmentation du Fonds en raison du rendement des placements	<b>204</b>	133	<b>443</b>	283
Diminution du Fonds en raison du remboursement des dépenses	<b>(13)</b>	(16)	<b>(13)</b>	(16)
(Augmentation) diminution du montant dû à la Province	<b>(96)</b>	–	<b>(335)</b>	(150)
Fonds pour combustible irradié à la fin de l'exercice	<b>3 238</b>	2 689	<b>3 238</b>	2 689

## 10

### Impôts sur les bénéfices

À compter du 1<sup>er</sup> avril 2005, OPG comptabilise les impôts sur les bénéfices liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités selon la méthode des impôts exigibles. Selon cette méthode, OPG ne constate pas d'impôts futurs liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités dans la mesure où ces impôts futurs devraient être récupérés à même les prix réglementés futurs imposés à la clientèle. Dans le cadre de la transition, le 1<sup>er</sup> avril 2005, OPG a contrepassé le solde net de l'actif d'impôts futurs de 74 millions de dollars lié aux secteurs à prix réglementés de ses activités et a constaté le montant à titre de perte extraordinaire dans l'établissement du bénéfice net. L'élément extraordinaire a réduit le résultat de base et dilué par action pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 de 0,29 \$ par action.

Le rapprochement du taux d'imposition effectif et du taux prévu par la loi se présente comme suit :

(en millions de dollars)	2006	2005
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	<b>576</b>	558
Taux d'imposition fédéral et provincial combiné prévu par la loi, y compris la surtaxe	<b>36,1 %</b>	36,1 %
Taux prévu par la loi appliqué au bénéfice comptable	<b>208</b>	202
Augmentation (diminution) des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants :		
Impôt des grandes sociétés en sus de la surtaxe	–	28
Taux d'imposition futur moindre sur les écarts temporaires	<b>(4)</b>	(12)
Éléments de bénéfice non imposables	<b>(5)</b>	7
Impôts futurs non inscrits liés aux activités réglementées	<b>(89)</b>	(157)
Changement dans les positions fiscales	<b>10</b>	50
Autres changements du taux d'imposition futur	<b>(34)</b>	–
	<b>(122)</b>	(84)
Charge d'impôts	<b>86</b>	118
Taux d'imposition effectif	<b>14,9 %</b>	21,1 %

La Société a révisé ses actifs et ses passifs d'impôts futurs pour refléter les taux fédéraux d'imposition des bénéfices moins élevés récemment entrés en vigueur.

Au troisième trimestre de 2006, OPG a reçu un avis préliminaire des vérificateurs de l'impôt de la Province (les «vérificateurs de l'impôt») relativement à leurs constatations initiales découlant de leur vérification de l'année d'imposition 1999 d'OPG. Plusieurs des questions soulevées au cours de la vérification sont uniques à OPG et ont trait aux activités de démarrage et aux positions adoptées le 1<sup>er</sup> avril 1999 au moment de l'entrée en exploitation, ou à des questions qui n'étaient pas traitées de façon appropriée selon la *Loi de 1998 sur l'électricité*. OPG estime que les ajustements proposés pourraient entraîner des impôts à payer additionnels de plus de 200 millions de dollars pour l'année d'imposition 1999. Bien qu'OPG ait par la suite résolu certaines de ces questions, il subsiste des incertitudes à l'égard de la façon dont les autres questions seront résolues.

OPG prévoit recevoir un avis de redressement pour son année d'imposition 1999. La Société a l'intention de défendre sa position par l'intermédiaire du processus d'appels en matière fiscale. L'augmentation possible des impôts à payer relativement à ces questions pour 1999 et les années d'imposition suivantes pourrait être importante. Puisque OPG utilise la méthode des impôts exigibles pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices des secteurs d'exploitation réglementée et la méthode axée sur le bilan pour les secteurs d'exploitation non réglementée, l'incidence de tout ajustement potentiel sur la charge d'impôts futurs pourrait varier de façon importante selon l'issue de ces questions.

Par le passé, OPG a comptabilisé des charges d'impôts sur les bénéfices relativement à certaines positions fiscales adoptées pour des années antérieures et qui pourraient être rejetées. Compte tenu de l'incertitude entourant la résolution de ces questions fiscales, OPG n'a pas ajusté ses passifs d'impôts. Si l'issue ultime différait de manière importante des passifs d'impôts comptabilisés par OPG, le taux d'imposition effectif et le bénéfice de la Société pourraient être touchés de façon positive ou négative dans la période au cours de laquelle les questions seront résolues.

Les composantes importantes de la charge d'impôts sont présentées dans le tableau suivant :

(en millions de dollars)	2006	2005
Charge d'impôts exigibles	60	80
Charge (économie) d'impôts futurs :		
Variation des écarts temporaires	–	(51)
Report prospectif de pertes autres qu'en capital	52	88
Divers	(26)	1
	26	38
Charge d'impôts	86	118

Les incidences fiscales des écarts temporaires donnant lieu à des actifs et des passifs d'impôts futurs sont présentées dans le tableau suivant :

(en millions de dollars)	2006	2005
Actifs d'impôts futurs :		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	29	27
Autres passifs et actifs	107	107
Report prospectif de pertes autres qu'en capital	28	98
Impôt minimum futur de l'Ontario à recouvrer	64	37
	228	269
Passifs d'impôts futurs :		
Immobilisations	332	351
Autres passifs et actifs	145	141
	477	492
Passifs d'impôts futurs nets	249	223
Représentés par :		
Tranche à court terme du passif (de l'actif)	3	(18)
Tranche à long terme	246	241
	249	223

Le tableau qui suit présente un sommaire des écarts entre les montants du bilan en vertu de la méthode des impôts exigibles utilisée par la Société pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices et ceux qui auraient été présentés si OPG avait utilisé la méthode axée sur le bilan pour les activités réglementées aux 31 décembre 2006 et 2005 :

	2006		2005	
	Montants présentés	Méthode axée sur le bilan <sup>1</sup>	Montants présentés	Méthode axée sur le bilan <sup>1</sup>
(en millions de dollars)				
Tranche à court terme des (passifs) actifs d'impôts futurs	(3)	(4)	18	38
Passifs d'impôts futurs à long terme	(246)	(417)	(241)	(344)

1) Comme il est expliqué à la note 3, OPG comptabilise certains revenus tirés d'ententes de location liées aux activités réglementées selon la comptabilité de trésorerie. L'incidence fiscale future connexe présentée à la note 3 est exclue de ce qui précède.

Le tableau qui suit présente un sommaire des écarts entre les montants de l'état des résultats en vertu de la méthode utilisée par la Société pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices et ceux qui auraient été présentés si OPG avait utilisé la méthode axée sur le bilan pour les activités réglementées aux 31 décembre 2006 et 2005 :

	2006		2005	
	Montants présentés	Méthode axée sur le bilan <sup>1</sup>	Montants présentés	Méthode axée sur le bilan <sup>1</sup>
(en millions de dollars)				
Élément extraordinaire	–	–	74	–
Charge d'impôts futurs	26	115	38	195

1) Comme il est expliqué à la note 3, OPG comptabilise certains revenus tirés d'ententes de location liées aux activités réglementées selon la comptabilité de trésorerie. L'incidence fiscale future connexe présentée à la note 3 est exclue de ce qui précède.

Au 31 décembre 2006, OPG avait une perte autre qu'en capital reportée en avant disponible d'environ 308 millions de dollars (236 millions de dollars en 2005) aux fins des impôts sur les bénéfices de l'Ontario. La perte autre qu'en capital reportée en avant aux fins des impôts sur les bénéfices de l'Ontario est liée aux années d'imposition qui suivent :

	Ontario		Date d'échéance <sup>1</sup>
	Perte reportée en avant		
(en millions de dollars)			
2004	236		2014
2006	72		2026

1) La province d'Ontario a récemment instauré une loi en prévision de l'harmonisation des impôts sur les bénéfices des sociétés en Ontario en vertu de laquelle ces pertes seraient remplacées par un crédit d'impôt spécial qui viendrait à échéance en 2011.

Le montant des impôts sur les bénéfices payés au cours de 2006 s'est établi à 24 millions de dollars (20 millions de dollars en 2005).

Les avantages postérieurs à l'emploi comprennent les régimes de retraite, l'assurance-vie collective, l'assurance des soins de santé et l'assurance en cas d'invalidité prolongée. Le régime de retraite agréé est un régime contributif à prestations déterminées couvrant la plupart des employés permanents et des retraités. Les actifs de la caisse de retraite se composent essentiellement de titres de capitaux propres et de titres d'emprunt de gouvernements et de sociétés, de placements immobiliers et d'autres placements gérés par des gestionnaires de portefeuilles professionnels. La caisse n'investit pas dans les actions ou les titres d'emprunt émis par OPG. Les régimes de retraite complémentaires sont des régimes à prestations déterminées couvrant certains employés et retraités.

Les obligations au titre des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi dépendent de divers facteurs dont les taux d'intérêt, les ajustements provenant de modifications des régimes, les modifications des hypothèses et les gains ou les pertes actuariels. Les obligations au titre des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi et les actifs de la caisse de retraite sont évaluées au 31 décembre 2006.

	Régime de retraite agréé et régimes de retraite complémentaires		Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	2006	2005	2006	2005
<b>Hypothèses moyennes pondérées – obligation au titre des prestations à la fin de l'exercice</b>				
Taux d'actualisation des prestations futures	5,25 %	5,00 %	5,22 %	4,97 %
Taux d'indexation de la grille salariale	3,00 %	3,00 %	–	–
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	2,00 %	2,00 %	–	–
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	–	–	7,34 %	7,76 %
Taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	–	–	4,68 %	4,68 %
Année d'atteinte du taux prévu	–	–	2014	2014
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	–	–	2,00 %	2,00 %

	Régime de retraite agréé et régimes de retraite complémentaires		Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	2006	2005	2006	2005
<b>Hypothèses moyennes pondérées – coût de l'exercice</b>				
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	7,00 %	7,00 %	–	–
Taux d'actualisation des prestations futures	5,00 %	6,00 %	4,97 %	5,88 %
Taux d'indexation de la grille salariale	3,00 %	3,25 %	–	–
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	2,00 %	2,25 %	–	–
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	–	–	7,76 %	7,03 %
Taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	–	–	4,68 %	4,46 %
Année d'atteinte du taux prévu	–	–	2014	2014
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	–	–	2,00 %	2,25 %
Nombre moyen d'années de service à courir pour les salariés actifs	11	11	11	11

	Régime de retraite agréé		Régimes de retraite complémentaires		Autres avantages postérieurs à l'emploi	
(en millions de dollars)	2006	2005	2006	2005	2006	2005
<b>Variation des actifs des régimes</b>						
Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice	7 921	7 056	–	–	–	–
Cotisations patronales	261	254	7	7	62	58
Cotisations salariales	61	56	–	–	–	–
Rendement réel des actifs des régimes, déduction faite des charges	945	858	–	–	–	–
Règlements	–	(2)	–	–	–	–
Versements de prestations	(359)	(301)	(7)	(7)	(62)	(58)
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	8 829	7 921	–	–	–	–
<b>Variation de l'obligation au titre des prestations projetées</b>						
Obligation au titre des prestations projetées au début de l'exercice	9 095	7 663	144	144	2 065	1 499
Coût des services rendus au cours de l'exercice de l'employeur	212	163	6	7	71	47
Cotisations salariales	61	56	–	–	–	–
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	459	461	7	9	104	88
Coûts pour services passés	–	–	–	–	13	1
Gain de règlement	–	(2)	–	–	–	–
Versements de prestations	(359)	(301)	(7)	(7)	(62)	(58)
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	(155)	1 055	2	(9)	(124)	488
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	9 313	9 095	152	144	2 067	2 065
Situation de capitalisation – déficit à la fin de l'exercice	(484)	(1 174)	(152)	(144)	(2 067)	(2 065)

Les actifs qui constituent la caisse de retraite d'OPG regroupent trois grandes catégories de placements. De plus, les placements en actions comprennent des actions canadiennes, américaines et autres que nord-américaines. La caisse est également constituée d'un petit portefeuille immobilier représentant moins de 1 % des actifs des régimes.

	2006	2005
Catégories de placements dans la caisse du régime de retraite agréé		
Actions	67 %	64 %
Placements à revenu fixe	30 %	33 %
Trésorerie et placements à court terme	3 %	3 %
Total	100 %	100 %

Selon l'évaluation actuarielle la plus récente, produite au 1<sup>er</sup> janvier 2005, il existait un passif non capitalisé de 465 millions de dollars selon la convention de la continuité de l'exploitation et une insuffisance de 1 979 millions de dollars en cas de liquidation. Le déficit présenté dans la prochaine évaluation actuarielle, qui doit être en date du 1<sup>er</sup> janvier 2008 au plus tard, pourrait être considérablement différent.

Les régimes complémentaires ne sont pas capitalisés, mais ils sont garantis au moyen de lettres de crédit totalisant 159 millions de dollars (138 millions de dollars en 2005).

(en millions de dollars)	Régime de retraite agréé		Régimes de retraite complémentaires		Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005
<b>Rapprochement de la situation de capitalisation et de l'actif (du passif) au titre des prestations constituées</b>						
Situation de capitalisation – déficit à la fin de l'exercice	(484)	(1 174)	(152)	(144)	(2 067)	(2 065)
Perte actuarielle nette non amortie	1 108	1 737	20	18	699	885
Coûts des services passés non amortis	82	100	3	4	25	16
Actif (passif) au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice	706	663	(129)	(122)	(1 343)	(1 164)
Tranche à court terme	–	–	(6)	(7)	(70)	(67)
Tranche à long terme	706	663	(123)	(115)	(1 273)	(1 097)

(en millions de dollars)	Régime de retraite agréé		Régimes de retraite complémentaires		Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005
<b>Composantes de la charge constatée</b>						
Coût des services rendus au cours de l'exercice	212	163	6	7	71	47
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	459	461	7	9	104	88
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	(551)	(527)	–	–	–	–
Amortissement des coûts pour services passés	18	18	1	1	4	3
Amortissement de la perte actuarielle nette	80	–	–	1	62	25
Charge constatée	218	115	14	18	241	163

(en millions de dollars)	Régime de retraite agréé		Régimes de retraite complémentaires		Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005
<b>Composantes de la charge engagée et constatée</b>						
Coût des services rendus au cours de l'exercice	212	163	6	7	71	47
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	459	461	7	9	104	88
Rendement réel des actifs des régimes, déduction faite des charges	(945)	(858)	–	–	–	–
Coûts des services passés	–	–	–	–	13	1
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	(155)	1 055	2	(9)	(124)	488
Charge de l'exercice	(429)	821	15	7	64	624
Écarts entre les coûts engagés et les coûts constatés relativement à ce qui suit :						
Rendement réel des actifs des régimes, déduction faite des charges	394	331	–	–	–	–
Coûts des services passés	18	18	1	1	(9)	2
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	235	(1 055)	(2)	10	186	(463)
Charge constatée	218	115	14	18	241	163

Une augmentation ou une diminution de 1,0 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait respectivement une augmentation des composantes services et intérêts du coût constaté de 34 millions de dollars pour les autres avantages postérieurs à l'emploi pour 2006 (26 millions de dollars en 2005) ou une diminution des composantes services et intérêts du coût constaté de 26 millions de dollars pour les autres avantages postérieurs à l'emploi pour 2006 (20 millions de dollars en 2005). Une augmentation ou une diminution de 1,0 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait respectivement une augmentation de 342 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2006 pour les autres avantages postérieurs

à l'emploi (343 millions de dollars en 2005) ou une diminution de 265 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2006 pour les autres avantages postérieurs à l'emploi (266 millions de dollars en 2005).

Tous les contrats d'opérations de négociation sont comptabilisés au bilan consolidé à titre d'actifs ou de passifs à leur juste valeur, et la variation de la juste valeur est comptabilisée dans les revenus de négociation à titre de gains ou de pertes.

Les justes valeurs des instruments dérivés ont été estimées en fonction du cours du marché d'instruments semblables ou réels, le cas échéant. Si les cours du marché ne sont pas disponibles, OPG tient compte de divers facteurs pour estimer les prix à terme, y compris les prix du marché et la volatilité des prix des marchés de l'électricité avoisinants, les prix du combustible et d'autres facteurs.

Étant donné le caractère incertain de l'information relative aux prix à terme, la juste valeur des instruments dérivés ne représente pas nécessairement de façon exacte le coût d'acquisition de ces positions. Afin d'absorber une partie du risque lié à cette incertitude à l'égard de ses positions de négociation, OPG a constitué une réserve de liquidités couvrant les gains ou les pertes résultant de l'évaluation à la valeur de marché de ces positions. En 2006, la réserve de liquidités s'est traduite par une hausse des revenus de négociation de 1 million de dollars (4 millions de dollars en 2005).

*Instruments dérivés utilisés aux fins de couverture*

Au tableau suivant figure la juste valeur estimative des instruments dérivés désignés en tant que couvertures. La majorité des instruments dérivés d'OPG sont traités en tant que couvertures, les gains ou les pertes étant constatés au moment du règlement, quand les opérations sous-jacentes sont effectuées. OPG détient des dérivés financiers de marchandises principalement pour couvrir le risque de variation des prix des marchandises associé aux fluctuations du prix de l'électricité.

	Quantité nominale	Échéance 2006	Juste valeur	Quantité nominale	Échéance 2005	Juste valeur
(en millions de dollars, sauf indication contraire)						
Gain (perte)						
Instruments dérivés sur l'électricité	4,3 TWh	1 an à 4 ans	51	4,1 TWh	1 an à 2 ans	(125)
Instruments dérivés sur les taux de change	2 \$ US	Janvier 2007	–	15 \$ US	Janvier 2006	–
Couvertures de taux d'intérêt de variable à fixe	45	1 an à 12 ans	(3)	47	1 an à 13 ans	(3)
Couvertures différées de taux d'intérêt	622	1 an à 14 ans	(9)	400	1 an à 15 ans	(7)

Les instruments dérivés sur les taux de change servent à couvrir le risque lié aux achats prévus libellés en dollars américains. Le taux de change fixe moyen pondéré des contrats en cours au 31 décembre 2006 s'élevait à 0,87 \$ US (0,87 \$ US en 2005) contre un dollar canadien.

Une des coentreprises de la Société est exposée à la variation des taux de change. La coentreprise a conclu un swap de taux d'intérêt pour gérer le risque découlant de la variation des taux de change, qui prévoit l'échange d'un taux d'intérêt variable à court terme contre un taux fixe de 5,33 %. La quote-part d'OPG dans le swap est de 50 % et est comptabilisée à titre de couverture.

OPG a conclu un certain nombre de swaps différés de taux d'intérêt à titre de couverture de l'incidence des variations futures des taux d'intérêt en fonction des besoins d'emprunt futurs prévus pour les projets du tunnel de Niagara et du Portlands Energy Centre. Ces opérations sont comptabilisées à titre de couvertures.

*Instruments dérivés non utilisés aux fins de couverture*

La valeur comptable (juste valeur) des instruments dérivés non désignés comme couvertures est comme suit :

	Quantité nominale 2006	Juste valeur	Quantité nominale 2005	Juste valeur
(en millions de dollars, sauf indication contraire)				
Instruments dérivés sur les taux de change	–	–	3 \$ US	–
Instruments dérivés sur marchandises				
Actifs	3,9 TWh	25	3,3 TWh	13
Passifs	2,6 TWh	(25)	1,1 TWh	(37)
		–		(24)
Réserve de liquidités		(2)		(3)
Total		(2)		(27)

Les instruments dérivés sur les taux de change qui n'étaient pas désignés à titre de couverture avaient un taux de change moyen pondéré de 0,85 \$ US au 31 décembre 2005.

**Juste valeur des autres instruments financiers**

La valeur comptable de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des débiteurs, des créditeurs et charges à payer, du rabais associé à l'entente d'atténuation de l'emprise sur le marché à payer et des effets à court terme à payer se rapproche de leur juste valeur en raison de l'échéance immédiate ou à court terme de ces instruments financiers. La juste valeur des autres instruments financiers a été estimée en fonction du cours du marché d'instruments semblables ou réels, le cas échéant.

La valeur comptable et la juste valeur de ces autres instruments financiers sont comme suit :

(en millions de dollars)	<b>Valeur comptable</b>	<b>Juste valeur</b>	Valeur comptable	Juste valeur
	<b>2006</b>		2005	
<b>Actifs financiers</b>				
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	<b>7 594</b>	<b>8 113</b>	6 788	6 788
Débiteurs à long terme et autres actifs	<b>69</b>	<b>69</b>	61	61
<b>Passifs financiers</b>				
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	<b>406</b>	<b>409</b>	806	814
Dette à long terme	<b>2 953</b>	<b>3 082</b>	3 089	3 267
Créditeurs à long terme et charges à payer	<b>150</b>	<b>150</b>	183	183

**Risque de crédit**

Le risque de crédit est le risque financier que des contreparties contractuelles ne respectent pas leurs obligations. Le risque de crédit exclut tout risque opérationnel découlant du fait qu'un tiers ne livre pas un produit ou un service comme prévu. La majeure partie des revenus d'OPG provient des ventes sur le marché au comptant administré par la SIERÉ. Toutefois, les revenus d'OPG proviennent aussi de plusieurs autres sources, dont la vente de produits énergétiques et la vente de produits de gestion du risque financier à des tiers.

Le risque de crédit pour la SIERÉ fluctue en fonction des prix au comptant et des volumes de production à tarifs réglementés et non réglementés, et est réduit chaque mois au moment du règlement des comptes. Le risque de crédit pour la SIERÉ a atteint un sommet de 1 029 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 et de 1 146 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005.

**13****Actions ordinaires**

Aux 31 décembre 2006 et 2005, OPG avait 256 300 010 actions ordinaires émises et en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars. OPG est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

**14****Engagements et éventualités****Litiges**

OPG ou ses filiales font face à différentes actions en justice couvrant un large ensemble de questions soulevées dans le cours normal de leurs affaires.

En juillet 2004, OPG et deux employés ont été accusés de négligence criminelle ayant causé la mort et de négligence criminelle ayant causé un préjudice corporel en rapport avec la noyade survenue en 2002 à Barrett Chute. Par suite d'une récente requête sommaire présentée par les trois défendeurs, OPG a été acquittée de toutes les accusations le 14 novembre 2006. Le 18 décembre 2006, les deux employés ont été acquittés de la totalité des autres accusations. Le délai d'appel est arrivé à échéance le 18 janvier 2007. Puisque aucun appel n'a été déposé, l'acquittement d'OPG et de ses deux employés est jugé final.

Certaines Premières nations ont intenté des actions en justice en raison d'ingérence dans les droits rattachés à la terre de réserve et les droits fonciers ancestraux. Les réclamations de certaines de ces Premières nations totalisent environ 50 millions de dollars, et des réclamations faites par d'autres ne précisent aucun montant.

Le 9 août 2006, un avis d'action et une déclaration d'un montant de 500 millions de dollars (la «réclamation») ont été signifiés à OPG et à Bruce Power L.P. par British Energy Limited and British Energy International Holdings Limited («British Energy»), alléguant qu'OPG leur est redevable en raison de la violation d'un contrat et de négligence. OPG a loué les centrales nucléaires Bruce à Bruce Power L.P. en 2001. British Energy était un investisseur dans Bruce Power L.P. En 2003, British Energy a vendu sa participation dans Bruce Power L.P. à un groupe d'investisseurs (les «acquéreurs»). Les acquéreur allèguent que British Energy leur est redevable relativement à cette opération d'acquisition. Leur réclamation fait actuellement l'objet d'une procédure d'arbitrage (l'«arbitrage»). Par conséquent, British Energy a engagé une poursuite contre OPG afin de protéger toute réclamation semblable

qu'elle pourrait avoir contre OPG en vertu de l'entente de location de 2001. British Energy a indiqué qu'elle ne demandait pas à OPG de contester la réclamation à ce moment-ci puisque British Energy conteste l'arbitrage institué par les acquéreurs. L'arbitrage peut réduire ou éliminer les réclamations ou les dommages de British Energy, de manière à réduire ou à éliminer le besoin de maintenir la réclamation contre OPG. British Energy s'est réservé le droit d'obliger OPG à contester la réclamation avant la conclusion de l'arbitrage si, à un moment donné, British Energy y voit un avantage pour elle.

Chacun de ces litiges s'accompagne d'incertitudes. Certains d'entre eux pourraient être réglés au désavantage d'OPG et pourraient avoir une incidence importante sur la situation financière d'OPG. La direction a constitué des provisions pour des éventualités qui sont établies comme probables et qui peuvent être raisonnablement évaluées.

### Questions environnementales

OPG était tenue d'assumer certaines obligations environnementales d'Ontario Hydro. Conséquemment, une provision de 76 millions de dollars a été établie à cet égard au 1<sup>er</sup> avril 1999. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2006, des dépenses de 4 millions de dollars (4 millions de dollars en 2005) ont été déduites de cette provision. Au 31 décembre 2006, la provision résiduelle s'établissait à 52 millions de dollars (56 millions de dollars en 2005).

Les activités courantes sont également soumises à la réglementation fédérale, provinciale et locale en matière de qualité de l'air, des sols et des eaux et d'autres questions environnementales. Le coût des obligations correspondantes est assumé de façon continue. La direction estime avoir établi une provision suffisante dans les états financiers consolidés pour respecter les obligations environnementales liées aux activités actuelles d'OPG.

### Garanties

Dans le cours normal des affaires, OPG et certaines de ses filiales et coentreprises concluent diverses ententes fournissant une assurance financière ou de bonne exécution à des tiers au nom de certaines filiales. Ces ententes prévoient des garanties, des lettres de crédit de soutien et des cautionnements.

### Engagements contractuels et commerciaux

Les obligations contractuelles de la Société et les autres engagements commerciaux importants étaient comme suit au 31 décembre 2006 :

(en millions de dollars)	2007	2008	2009	2010	2011	Par la suite	Total
Obligations contractuelles :							
Ententes d'approvisionnement							
en combustible	670	514	202	153	167	351	<b>2 057</b>
Contributions effectuées							
dans le cadre de l'ONFA <sup>1</sup>	454	679	350	350	350	1 053	<b>3 236</b>
Remboursement de la dette à long terme	400	400	350	970	375	670	<b>3 165</b>
Intérêt sur la dette à long terme	181	158	135	103	55	80	<b>712</b>
Obligations d'achat non conditionnelles	25	20	17	15	12	194	<b>283</b>
Créditeurs à long terme	28	9	–	–	–	–	<b>37</b>
Obligations en vertu de contrats							
de location-exploitation	10	9	11	10	10	123	<b>173</b>
Permis d'exploitation	16	17	17	17	18	–	<b>85</b>
Cotisations aux régimes de retraite <sup>2</sup>	268	–	–	–	–	–	<b>268</b>
Divers	144	30	26	28	24	26	<b>278</b>
Engagements commerciaux importants :							
Tunnel de Niagara	167	178	132	2	–	–	<b>479</b>
Lac Seul	24	–	–	–	–	–	<b>24</b>
Portlands Energy Centre	155	63	22	2	1	24	<b>267</b>
<b>Total</b>	<b>2 542</b>	<b>2 077</b>	<b>1 262</b>	<b>1 650</b>	<b>1 012</b>	<b>2 521</b>	<b>11 064</b>

1) Les contributions effectuées dans le cadre de l'ONFA sont sujettes à un ajustement en raison du plan de référence approuvé pour 2006.

2) Les cotisations aux régimes de retraite comprennent les besoins de capitalisation additionnels étant donné le déficit et les besoins de capitalisation continus conformément à l'évaluation actuarielle au 1<sup>er</sup> janvier 2005 de même qu'une cotisation volontaire d'environ 20 millions de dollars. Les cotisations subissent l'incidence de divers facteurs, y compris le rendement du marché, les modifications aux hypothèses actuarielles, les résultats techniques des régimes et le calendrier des évaluations actuarielles. Les besoins de capitalisation après 2007 sont exclus en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires aux prévisions de l'échéancier des flux de trésorerie futurs.

Le projet du tunnel de Niagara haussera la quantité d'eau s'écoulant dans les turbines existantes des centrales Sir Adam Beck d'OPG à Niagara, permettant aux centrales d'utiliser l'eau disponible de façon plus efficace. L'assemblage sur place du tunnelier a été achevé en septembre 2006 et le perçage du tunnel a commencé au cours du mois. La configuration de la prise d'eau a nécessité le remplacement du mur d'accélération existant et l'installation d'un batardeau cellulaire, qui ont été achevés en 2006. Les dépenses en immobilisations de projet pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 se sont établies à 161 millions de dollars et les dépenses en immobilisations à ce jour s'élèvent à environ 244 millions de dollars. Le projet est financé par emprunt par l'intermédiaire de la SFIÉO.

OPG procède à la construction d'une nouvelle centrale hydroélectrique de 12,5 MW sur la rivière English. La nouvelle centrale du Lac Seul utilisera une grande partie du déversement provenant actuellement de la centrale existante Ear Falls, ce qui augmentera donc l'ensemble de l'efficacité, de la capacité et de la production d'énergie à cet emplacement. Un contrat de conception-construction a été octroyé et la construction a commencé au premier trimestre de 2006. En 2006, le tunnel d'adduction d'eau, l'excavation du canal de fuite et le batardeau de prise d'eau ont été achevés. La fondation et l'enveloppe de la centrale ont été achevées en janvier 2007. Les principaux sous-ensembles ont été livrés sur le site et le travail préalable à l'installation a commencé. Les dépenses en immobilisations du projet pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 se sont établies à environ 24 millions de dollars et les dépenses en immobilisations à ce jour s'établissent à environ 27 millions de dollars. OPG a négocié le financement par emprunt du projet avec la SFIÉO.

OPG a créé un partenariat avec TransCanada Energy Ltd. («TransCanada»), appelé Portlands Energy Centre L.P. («PEC»), afin de poursuivre le développement d'une centrale alimentée au gaz naturel, à cycle combiné, de 550 MW sur le site de l'ancienne centrale R.L. Hearn, près du centre-ville de Toronto. Au premier trimestre de 2006, la Province a prescrit à la CEO de négocier une entente d'achat d'électricité avec PEC. PEC a signé un contrat d'approvisionnement en énergie propre accéléré de 20 ans avec la CEO au troisième trimestre de 2006. PEC a signé un contrat de conception-construction visant la construction de la centrale, et la construction a commencé en 2006. Une part importante du coût en capital a trait à ce contrat. La quote-part d'OPG des dépenses en immobilisations du projet pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 s'est établie à environ 97 millions de dollars. OPG a négocié le financement de sa part du projet avec la SFIÉO.

#### Autres engagements

En plus des engagements susmentionnés, la Société a les engagements suivants :

La Société maintient des conventions collectives avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique et la Society of Energy Professionals. Les conventions sont en vigueur respectivement jusqu'au 31 mars 2009 et jusqu'au 31 décembre 2010. Au 31 décembre 2006, OPG avait environ 11 500 employés réguliers, et environ 90 % de sa main-d'œuvre régulière est visée par des conventions collectives.

Les engagements contractuels et commerciaux décrits précédemment excluent certains bons de commande puisqu'ils représentent des autorisations d'achat plutôt que des contrats juridiquement valables et qu'ils peuvent être modifiés sans pénalités importantes.

#### Impôts fonciers de remplacement

En novembre 2005, OPG a reçu une lettre du ministère des Finances indiquant son intention de recommander au ministre des Finances qu'un règlement ontarien à l'égard de l'impôt foncier de remplacement soit mis à jour rétroactivement au 1<sup>er</sup> avril 1999 pour refléter les réévaluations et les règlements d'appel se rapportant à certaines propriétés d'OPG depuis cette date. OPG continue de discuter de la résolution de cette question avec le ministère des Finances puisque des mises à jour de la réglementation pourraient ne pas être faites avant plusieurs années. OPG n'a pas inscrit de montant relatif à la modification prévue au règlement.

## 15

### Contrats d'option à taux intermédiaires

Dans le cadre du règlement ontarien intitulé Transition – Generation Corporation Designated Rate Options («TRO»), OPG était tenue d'accorder, depuis l'ouverture du marché, un allègement de prix transitoires à certaines sociétés d'énergie pour une période allant jusqu'à quatre ans, selon la consommation et le prix moyen payé par chaque client pendant une période de référence s'échelonnant du 1<sup>er</sup> juillet 1999 au 30 juin 2000. Les contrats TRO étaient considérés comme une couverture des revenus tirés des activités de production. Le volume prévu maximal sujet à l'allègement de prix transitoires était d'environ 5,4 TWh pendant la première année suivant l'ouverture du marché, de 3,6 TWh au cours de la deuxième année et de 1,8 TWh pendant chacune des troisième et quatrième années. La durée maximale du programme était de quatre ans, qui venait à échéance le 30 avril 2006.

La variation de la provision pour les contrats TRO pour les exercices terminés les 31 décembre 2006 et 2005 est comme suit :

(en millions de dollars)	2006	2005
Provision au début de l'exercice	12	48
Diminution de la provision au cours de l'exercice	(12)	(36)
Provision à la fin de l'exercice	–	12

Une tranche de 85 % de la production des actifs de production non réglementée d'OPG, excluant la centrale Lennox et les ventes à terme au 1<sup>er</sup> janvier 2005, fait l'objet d'une limite de revenus. La production d'une unité à laquelle une conversion de combustible a été opérée et la production supplémentaire d'une centrale ayant fait l'objet d'une remise en état ou d'un agrandissement sont aussi exclues de la production couverte par la limite de revenus. En outre, jusqu'à l'arrivée à échéance des contrats TRO le 30 avril 2006, les volumes vendus en vertu de ces options étaient aussi exclus du rabais associé à la limite de revenus.

La limite de revenus, qui a initialement été établie pour une période de 13 mois se terminant le 30 avril 2006, a par la suite été prolongée pour trois années additionnelles. À compter du 1<sup>er</sup> mai 2006, la limite de revenus a été portée à 4,6 ¢/kWh par rapport à la limite précédente de 4,7 ¢/kWh. Le 1<sup>er</sup> mai 2007, la limite de revenus retournera à 4,7 ¢/kWh et passera à 4,8 ¢/kWh à compter du 1<sup>er</sup> mai 2008. En outre, à compter du 1<sup>er</sup> mai 2006, les volumes vendus aux termes d'une vente aux enchères pilote gérée par l'Office de l'électricité de l'Ontario («OEO») sont assujettis à une limite de revenus supérieure de 0,5 ¢/kWh à la limite de revenus applicable aux autres actifs de production d'OPG. Les revenus excédant ces deux limites de revenus sont remis à la SIERÉ au profit des consommateurs.

La variation du passif au titre du rabais associé à la limite de revenus pour les exercices terminés les 31 décembre 2006 et 2005 se présente comme suit :

(en millions de dollars)	2006	2005
Passif au début de l'exercice	739	–
Augmentation de la provision au cours de l'exercice	161	739
Paiements effectués au cours de l'exercice	(860)	–
Passif à la fin de l'exercice	40	739

Jusqu'au 1<sup>er</sup> avril 2005, OPG devait, en vertu de son permis de production, respecter des mesures d'atténuation de l'emprise sur le marché visant à traiter la possibilité pour OPG d'exercer une emprise sur le marché de l'énergie de l'Ontario. Les mesures d'atténuation de l'emprise sur le marché comprenaient un mécanisme de rabais et une exigence de cession du contrôle de la capacité de production. Dans le cadre du mécanisme de rabais, une majorité des ventes d'électricité prévues d'OPG en Ontario était assujettie à un plafond de revenus annuels moyens de 3,8 ¢/kWh. Pendant la durée de l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, OPG était tenue de verser à la Société indépendante d'exploitation du réseau de l'électricité un rabais annuel équivalant à l'excédent, le cas échéant, du prix moyen horaire sur le marché au comptant sur 3,8 ¢/kWh sur une période de règlement de 12 mois, multiplié par la quantité d'énergie assujettie au mécanisme de rabais. L'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché a été remplacée, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> avril 2005, par des prix réglementés pour la production de la plupart des installations hydroélectriques de base et la totalité des installations nucléaires exploitées par OPG, et une limite de revenus qui s'applique aux actifs de production non réglementée d'OPG.

Conformément à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, le rabais était calculé compte tenu du volume des ventes d'électricité assujetties au mécanisme de rabais s'appliquant uniquement aux centrales de production qu'OPG continue de contrôler. Comme le prix moyen horaire sur le marché au comptant pour le trimestre terminé le 31 mars 2005, lorsque le mécanisme de rabais a pris fin, a dépassé le plafond des revenus de 3,8 ¢/kWh, OPG a constitué une provision de 412 millions de dollars en 2005 à titre de rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché.

La variation du passif au titre du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 est comme suit :

(en millions de dollars)	2005
Passif au début de l'exercice	439
Augmentation de la provision au cours de l'exercice	412
Paiements	(851)
Passif à la fin de l'exercice	–

Avec la mise en application de la réglementation des tarifs, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> avril 2005, OPG a révisé ses secteurs isolables pour refléter de façon distincte ses activités réglementées et non réglementées. Au premier trimestre de 2006, OPG a divisé le secteur d'activité de la production non réglementée en deux secteurs isolables, soit la production d'origine fossile non réglementée et la production hydroélectrique non réglementée, en raison de modifications apportées à la structure de gestion de ces secteurs. Les résultats des périodes correspondantes ont été reclassés pour refléter la présentation modifiée.

### **Production nucléaire réglementée**

Le secteur Production nucléaire réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario, et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales nucléaires qu'OPG détient et exploite. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales nucléaires Pickering A et B et Darlington.

Le secteur Production nucléaire réglementée d'OPG comprend les revenus aux termes d'une entente de location avec Bruce Power liée aux centrales nucléaires Bruce. Ces revenus comprennent un revenu locatif, des intérêts créditeurs et les revenus tirés de l'analyse et de la conception techniques, et des services connexes et techniques. Le secteur Production nucléaire réglementée comprend aussi les revenus tirés de la vente d'isotopes et de services connexes. Les revenus connexes sont gagnés au moyen des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive. Ces revenus sont inclus dans le secteur Production nucléaire réglementée puisqu'ils ont été inclus dans l'établissement du prix réglementé de la production des installations nucléaires exploitées par OPG.

#### **Centrales nucléaires Bruce**

En mai 2001, OPG a loué ses centrales nucléaires Bruce A et Bruce B à Bruce Power jusqu'en 2018, avec une option de renouvellement maximale de 25 ans.

En vertu du contrat de location, OPG a accepté de céder certains stocks de matières et de combustible à Bruce Power en plus de certaines immobilisations. Les actifs et les passifs de régimes de retraite liés à environ 3 000 employés ont été cédés à Bruce Power. Bruce Power a pris en charge le passif au titre des autres avantages postérieurs à l'emploi de ces employés. OPG verse à Bruce Power, à l'égard des autres avantages postérieurs à l'emploi, environ 2,3 millions de dollars par mois sur une période de 72 mois qui prendra fin en 2008.

Dans le cadre de la conclusion de l'opération, OPG a comptabilisé des revenus constatés d'avance de façon à refléter les paiements initiaux de 595 millions de dollars, déduction faite des actifs nets cédés à Bruce Power. Les revenus constatés d'avance sont amortis sur la durée initiale du contrat d'environ 18 ans et constatés à titre de revenus.

En décembre 2002, British Energy plc. a conclu une entente visant à céder l'intégralité de sa participation de 82,4 % dans Bruce Power. L'opération a été réalisée en février 2003, et un consortium de sociétés canadiennes a pris en charge la location des centrales nucléaires Bruce A et Bruce B détenues auparavant par British Energy plc. Les installations Bruce continueront d'être exploitées par Bruce Power. À la clôture de l'opération, l'effet à recevoir de 225 millions de dollars a été payé à OPG, et les paiements de location ont commencé à être effectués tous les mois. Le produit découlant de l'effet doit être appliqué au plus tard en mars 2008 aux besoins de financement d'OPG relativement aux passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires.

Dans le cadre de l'entente conclue en octobre 2005 entre la Province et Bruce Power, OPG a reçu une déclaration de l'actionnaire de la part de la Province ordonnant au conseil d'administration d'OPG d'accepter certains avenants à l'entente de location. Ces avenants comprenaient une modification aux dispositions relatives à la cession de la participation de Bruce Power dans le site ainsi qu'une réduction du loyer annuel à l'égard de trois des quatre unités de Bruce A remises à neuf à 5,5 millions de dollars par unité (en dollars de 2002, indexés selon l'IPC), qui auront une incidence sur les trois unités de Bruce A qui seront remises à neuf après l'achèvement des remises à neuf futures prévues. Ces avenants à l'entente de location auront une incidence sur OPG lorsque les unités 1 et 2 de la centrale nucléaire Bruce A seront remises en service, et lorsque l'unité 3 sera remise à neuf à la fin de sa durée de vie utile actuelle. D'autres modifications aux arrangements actuels ont été apportées pour tenir compte de la décision de Cameco Corporation de ne pas participer à la remise à neuf de la centrale nucléaire Bruce A.

Pour les exercices 2004 à 2008, sous réserve de certaines exceptions, les versements minimaux prévus dans le cadre du contrat de location s'élèvent à 190 millions de dollars par année. Les revenus de location de 251 millions de dollars (244 millions de dollars en 2005) ont été constatés à titre de revenus. Les autres modalités du contrat de location demeureront essentiellement les mêmes jusqu'à ce que les remises à neuf futures prévues soient achevées.

La valeur comptable nette des immobilisations louées à Bruce Power s'établissait à 1 273 millions de dollars au 31 décembre 2006 (492 millions de dollars en 2005). La valeur comptable nette au 31 décembre 2006 comprend l'incidence de l'augmentation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires relatifs aux unités Bruce en raison du nouveau plan de référence décrit à la note 9.

#### **Production hydroélectrique réglementée**

Le secteur Production hydroélectrique réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant de la plupart des centrales hydroélectriques de base d'OPG. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, et les installations hydroélectriques R.H. Saunders. Le secteur Production hydroélectrique réglementée comprend aussi les revenus connexes gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services connexes, y compris les services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid et des services de réglage de production automatique.

#### **Production hydroélectrique non réglementée**

Le secteur Production hydroélectrique non réglementée exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales hydroélectriques qui n'est pas soumise à la réglementation des tarifs. Le secteur Production hydroélectrique non réglementée comprend aussi les revenus connexes gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services connexes, y compris les services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid et des services de réglage de production automatique, et les revenus d'autres services.

#### **Production d'origine fossile non réglementée**

Le secteur Production d'origine fossile non réglementée exerce ses activités en Ontario, lesquelles consistent en la production et la vente de l'électricité produite par les centrales à combustible fossile, qui n'est pas soumise à la réglementation des tarifs. Le secteur Production d'origine fossile non réglementée comprend aussi les revenus connexes gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services connexes, y compris les services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des services de réglage de production automatique et les revenus d'autres services.

#### **Divers**

OPG tire des revenus de sa participation dans la coentreprise de Brighton Beach relativement à une convention de conversion énergétique entre Brighton Beach et Coral. En outre, le secteur Divers comprend les revenus tirés des locations immobilières.

Les revenus et les charges liés aux activités de négociation et autres activités autres que de couverture d'OPG sont aussi inclus dans le secteur Divers. Dans le cadre de ces activités, OPG effectue des opérations essentiellement à court terme, de un an ou moins, avec des contreparties de l'Ontario et des marchés de l'énergie avoisinants. Ces activités se rapportent essentiellement à l'énergie physique, qui est achetée et vendue aux limites de la province d'Ontario, et à la vente de produits de gestion des risques financiers et de produits liés à l'énergie. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont comptabilisés à titre d'actifs ou de passifs à leur juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées dans les autres revenus à titre de gains ou de pertes.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des secteurs d'activité de la production comprennent des honoraires de services intersectoriels qui se rapportent à l'utilisation de certaines immobilisations corporelles du secteur Divers. Le total des honoraires de services est porté en réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Divers. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, les honoraires de services se sont établis à 25 millions de dollars pour le secteur Production nucléaire réglementée, à 2 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique réglementée, à 3 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique non réglementée et à 9 millions de dollars pour le secteur Production d'origine fossile non réglementée, avec une réduction correspondante des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 39 millions de dollars pour le secteur Divers. Les résultats des périodes correspondantes ont été reclassés pour refléter les honoraires de services.

Bénéfice (perte) sectoriel(le) pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006	Activités réglementées		Activités non réglementées		Divers	Total
	Production	hydro-	Production	Production		
	nucléaire	électrique	hydro- électrique	d'origine fossile		
(en millions de dollars)						
Revenus avant les rabais associés à la limite de revenus et à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	2 665	685	780	1 430	165	5 725
Rabais associé à la limite de revenus	-	-	(44)	(117)	-	(161)
	2 665	685	736	1 313	165	5 564
Combustible	122	245	88	643	-	1 098
Marge brute	2 543	440	648	670	165	4 466
Exploitation, maintenance et administration	1 967	92	189	524	5	2 777
Amortissement	343	66	69	133	53	664
Augmentation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	490	-	-	9	-	499
Bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(371)	-	-	-	-	(371)
Impôt foncier et impôt sur le capital	44	18	15	19	10	106
Bénéfice (perte) avant dépréciation des actifs à long terme	70	264	375	(15)	97	791
Dépréciation des actifs à long terme	-	-	-	22	-	22
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	70	264	375	(37)	97	769
<hr/>						
Bénéfice (perte) sectoriel(le) pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005	Activités réglementées		Activités non réglementées			
	Production	hydro-	Production	Production		
	nucléaire	électrique	hydro- électrique	d'origine fossile	Divers	Total
(en millions de dollars)						
Revenus avant les rabais associés à la limite de revenus et à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	2 607	857	1 000	2 399	86	6 949
Rabais associé à la limite de revenus	-	-	(210)	(529)	-	(739)
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	(160)	(65)	(58)	(129)	-	(412)
	2 447	792	732	1 741	86	5 798
Combustible	115	254	82	846	-	1 297
Marge brute	2 332	538	650	895	86	4 501
Exploitation, maintenance et administration	1 804	78	148	455	31	2 516
Amortissement	359	67	64	203	60	753
Augmentation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	467	-	-	9	-	476
Bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(381)	-	-	-	-	(381)
Impôt foncier et impôt sur le capital	30	18	15	39	5	107
Restructuration	-	-	-	4	6	10
Bénéfice (perte) avant dépréciation des actifs à long terme	53	375	423	185	(16)	1 020
Dépréciation des actifs à long terme	63	-	-	202	-	265
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	(10)	375	423	(17)	(16)	755

(en millions de dollars)	Activités réglementées		Activités non réglementées		Divers	Total
	Production nucléaire	Production hydro-électrique	Production hydro-électrique	Production d'origine fossile		
<b>Principales données du bilan</b>						
Au 31 décembre 2006						
Immobilisations corporelles sectorielles en service, montant net	<b>4 213</b>	<b>3 907</b>	<b>3 012</b>	<b>408</b>	<b>544</b>	<b>12 084</b>
Travaux de construction en cours sectoriels	<b>165</b>	<b>252</b>	<b>78</b>	<b>49</b>	<b>133</b>	<b>677</b>
Immobilisations corporelles sectorielles, montant net	<b>4 378</b>	<b>4 159</b>	<b>3 090</b>	<b>457</b>	<b>677</b>	<b>12 761</b>
Stocks sectoriels de matériel et de fournitures, montant net :						
Court terme	<b>63</b>	<b>1</b>	–	<b>48</b>	–	<b>112</b>
Long terme	<b>320</b>	–	<b>3</b>	<b>3</b>	–	<b>326</b>
Stocks sectoriels de combustible	<b>183</b>	–	–	<b>486</b>	–	<b>669</b>
Au 31 décembre 2005						
Immobilisations corporelles sectorielles en service, montant net	3 016	3 963	3 031	484	570	11 064
Travaux de construction en cours sectoriels	140	91	45	47	25	348
Immobilisations corporelles sectorielles, montant net	3 156	4 054	3 076	531	595	11 412
Stocks sectoriels de matériel et de fournitures, montant net :						
Court terme	72	–	–	43	–	115
Long terme	268	–	4	1	–	273
Stocks sectoriels de combustible	158	–	–	423	–	581
<b>Principales données sur les flux de trésorerie</b>						
Exercice terminé le 31 décembre 2006						
Placement dans des immobilisations	<b>173</b>	<b>171</b>	<b>81</b>	<b>71</b>	<b>141</b>	<b>637</b>
Exercice terminé le 31 décembre 2005						
Placement dans des immobilisations	273	101	44	46	30	494

## Opérations entre parties liées

Étant donné que la Province détient l'ensemble des actions d'OPG, les parties liées comprennent la Province, les autres sociétés ayant succédé à Ontario Hydro, dont Hydro One Inc. («Hydro One»), la SIERÉ et la SFIÉO. OPG conclut aussi des opérations entre parties liées avec ses coentreprises. Les opérations entre OPG et les parties liées sont mesurées à la valeur d'échange, soit la valeur de la contrepartie qui a été établie et acceptée par les parties liées.

Les opérations se résument comme suit :

(en millions de dollars)	<b>Revenus</b>	<b>Charges</b>	Revenus	Charges
	<b>2006</b>		2005	
Hydro One				
Ventes d'électricité	<b>34</b>	-	40	-
Services	-	<b>13</b>	-	12
Opérations de règlement	-	-	-	27
Province d'Ontario				
Frais sur les revenus bruts et les droits d'utilisation de l'eau et impôt foncier	-	<b>132</b>	-	132
Garanties	-	<b>8</b>	-	8
Garantie du taux de rendement du Fonds pour combustible irradié	-	<b>96</b>	-	-
Excédent de capitalisation du Fonds de déclasserement	-	<b>(7)</b>	-	7
SFIÉO				
Frais sur les revenus bruts et impôt foncier	-	<b>205</b>	-	207
Intérêts créditeurs sur les montants à recevoir	-	<b>(29)</b>	-	(75)
Intérêts débiteurs sur les effets à long terme	-	<b>203</b>	-	211
Impôts sur le capital	-	<b>51</b>	-	51
Impôts sur les bénéfices	-	<b>86</b>	-	192
Frais d'indemnisation	-	<b>2</b>	-	5
SIERÉ				
Ventes d'électricité	<b>5 029</b>	<b>146</b>	6 517	329
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	-	-	(412)	-
Rabais associé à la limite de revenus	<b>(161)</b>	-	(739)	-
Services connexes	<b>132</b>	-	68	-
Divers	<b>1</b>	<b>1</b>	-	-
	<b>5 035</b>	<b>907</b>	5 474	1 106

En 2006, le conseil d'administration d'OPG a approuvé le paiement d'un dividende à son actionnaire, la Province. Le dividende déclaré de 128 millions de dollars représente 35 % du bénéfice net d'OPG pour 2005 et a été versé en novembre 2006.

Au 31 décembre 2006, les débiteurs comportaient 8 millions de dollars (14 millions de dollars en 2005) à recevoir de Hydro One et 71 millions de dollars (324 millions de dollars en 2005) à recevoir de la SIERÉ. Les créditeurs et les charges à payer au 31 décembre 2006 incluaient un montant de 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2005) à payer à Hydro One.

Les coentreprises importantes comprennent Brighton Beach et PEC, qui sont détenues à 50 % par OPG (50 % en 2005).

L'information condensée qui suit tirée des états des résultats, des états des flux de trésorerie et des bilans consolidés présente la quote-part de la Société dans les coentreprises et les partenariats qui ont été consolidés de façon proportionnelle :

(en millions de dollars)	2006	2005
<b>Quote-part de l'exploitation des coentreprises</b>		
Revenus d'exploitation	39	46
Charges d'exploitation	(19)	(36)
Bénéfice net	20	10
<b>Quote-part des flux de trésorerie des coentreprises</b>		
Activités d'exploitation	17	21
Activités d'investissement	(109)	(2)
Activités de financement	(6)	(4)
Quote-part de l'augmentation de la trésorerie	(98)	15
<b>Quote-part des bilans des coentreprises</b>		
Actif à court terme	25	26
Actif à long terme	379	279
Passif à court terme	(25)	(11)
Passif à long terme	(191)	(199)
Quote-part de l'actif net	188	95

La Société a appliqué la NOC-18 pour tous les placements détenus par OPGV. OPGV est une filiale en propriété exclusive de la Société, et ses résultats sont consolidés dans les états financiers de la Société. Puisque OPGV est la seule société du groupe qui répond aux critères énoncés dans la NOC-18, tous les autres placements effectués par OPG et ses filiales, partenaires ou coentreprises continuent d'être présentés au coût amorti. La valeur comptable des placements d'OPGV s'établissait à 32 millions de dollars (29 millions de dollars en 2005), et le montant a été inclus à titre de débiteurs à long terme et autres actifs aux bilans consolidés.

En raison de l'application de cette convention, le bénéfice net et les autres actifs de la Société pour 2006 ont augmenté de 2 millions de dollars (diminution de 11 millions de dollars en 2005). Les gains nets et les pertes nettes réalisés par OPGV se sont établis à 1 million de dollars (néant en 2005).

Les gains et les pertes bruts latents sur le placement détenu par OPGV au 31 décembre 2006 s'établissaient respectivement à 5 millions de dollars et 14 millions de dollars. Les gains et les pertes bruts latents sur le placement détenu par OPGV au 31 décembre 2005 s'établissaient respectivement à 2 millions de dollars et 13 millions de dollars.

**22 Recherche et développement**

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, des frais de recherche et de développement de 16 millions de dollars (19 millions de dollars en 2005) ont été imputés aux résultats.

**23 Variation des soldes hors caisse du fonds de roulement**

(en millions de dollars)	2006	2005
Débiteurs	<b>303</b>	(191)
Stocks de combustible	<b>(88)</b>	(12)
Matières et fournitures	–	(23)
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, à payer	–	412
Rabais associé à la limite de revenus, à payer	<b>161</b>	739
Créditeurs et charges à payer	<b>54</b>	10
Impôts sur les bénéfices et impôt sur le capital à payer	<b>47</b>	69
	<b>477</b>	1 004

# Conseil d'administration<sup>1</sup>



**Jake Epp**

Président du conseil



**Jim Hankinson**

Président et  
chef de la direction



**Donald Hintz**

Président retraité,  
Entergy Corporation



**Gary Kugler**

Président du conseil,  
Société de gestion  
des déchets nucléaires



**M. George Lewis**

Président du conseil et  
chef de la direction,  
RBC Gestion d'Actifs Inc.



**David J. MacMillan**

Administrateur de sociétés



**Corbin A. McNeill Jr.**

Président et  
cochef de la direction retraité,  
Exelon Corporation



**Peggy Mulligan**

Administratrice de sociétés



**C. Ian Ross**

Président du conseil,  
Fonds Canadien  
GrowthWorks Ltée



**Marie C. Rounding**

Avocate,  
Gowling Lafleur  
Henderson LLP



**William (Bill) Sheffield**

Administrateur de sociétés



**David G. Unruh**

Administrateur de sociétés

**Comité de  
vérification  
et de gestion  
des risques<sup>2</sup>**

**George Lewis,  
Président**

Gary Kugler  
Peggy Mulligan  
Ian Ross  
David Unruh

**Comité sur la  
rémunération et  
les ressources  
humaines**

**Bill Sheffield,  
Président**

Jake Epp  
Don Hintz  
David Unruh

**Comité de  
gouvernance et  
de nomination**

**Corbin McNeill,  
Président**

Jake Epp  
Gary Kugler  
Ian Ross

**Comité de  
surveillance de  
l'investissement  
des fonds<sup>2</sup>**

**Peggy Mulligan,  
Présidente**

George Lewis  
Corbin McNeill  
Marie Rounding  
Bill Sheffield

**Comité de  
l'exploitation  
nucléaire<sup>2</sup>**

**Don Hintz,  
Président**

Gary Kugler  
David MacMillan  
Corbin McNeill  
Marie Rounding

**Comité  
des projets  
importants<sup>2</sup>**

**David MacMillan,  
Président**

Ian Ross  
Marie Rounding  
Bill Sheffield  
David Unruh

**Comité des  
projets de  
production  
nucléaire**

**Corbin McNeill,  
Président**

Jake Epp  
Don Hintz  
Gary Kugler  
Ian Ross

1 La composition des comités du conseil est à jour en date de mai 2007.

2 Le président du conseil assistera aux réunions.

## Membres de la haute direction



**Jake Epp**

Président du conseil



**Jim Hankinson**

Président et  
chef de la direction



**Bruce Boland**

Vice-président principal,  
Affaires générales



**David Brennan**

Vice-président principal,  
Affaires juridiques et  
chef du contentieux



**Jim Burpee**

Vice-président directeur,  
Développement de  
l'entreprise



**Pierre Charlebois**

Vice-président directeur et  
chef de l'exploitation



**Janice Dunlop**

Vice-présidente principale,  
Ressources humaines et  
chef de l'éthique



**Donn Hanbidge**

Vice-président principal et  
chef des finances



**Catriona King**

Vice-présidente,  
Secrétaire générale



**Tom Mitchell**

Chef du nucléaire



**John Murphy**

Vice-président directeur,  
Hydroélectricité



**Ken Nash**

Vice-président principal,  
Gestion des déchets  
nucléaires



**Colleen Sidford**

Vice-présidente et trésorière



**Gregory Smith**

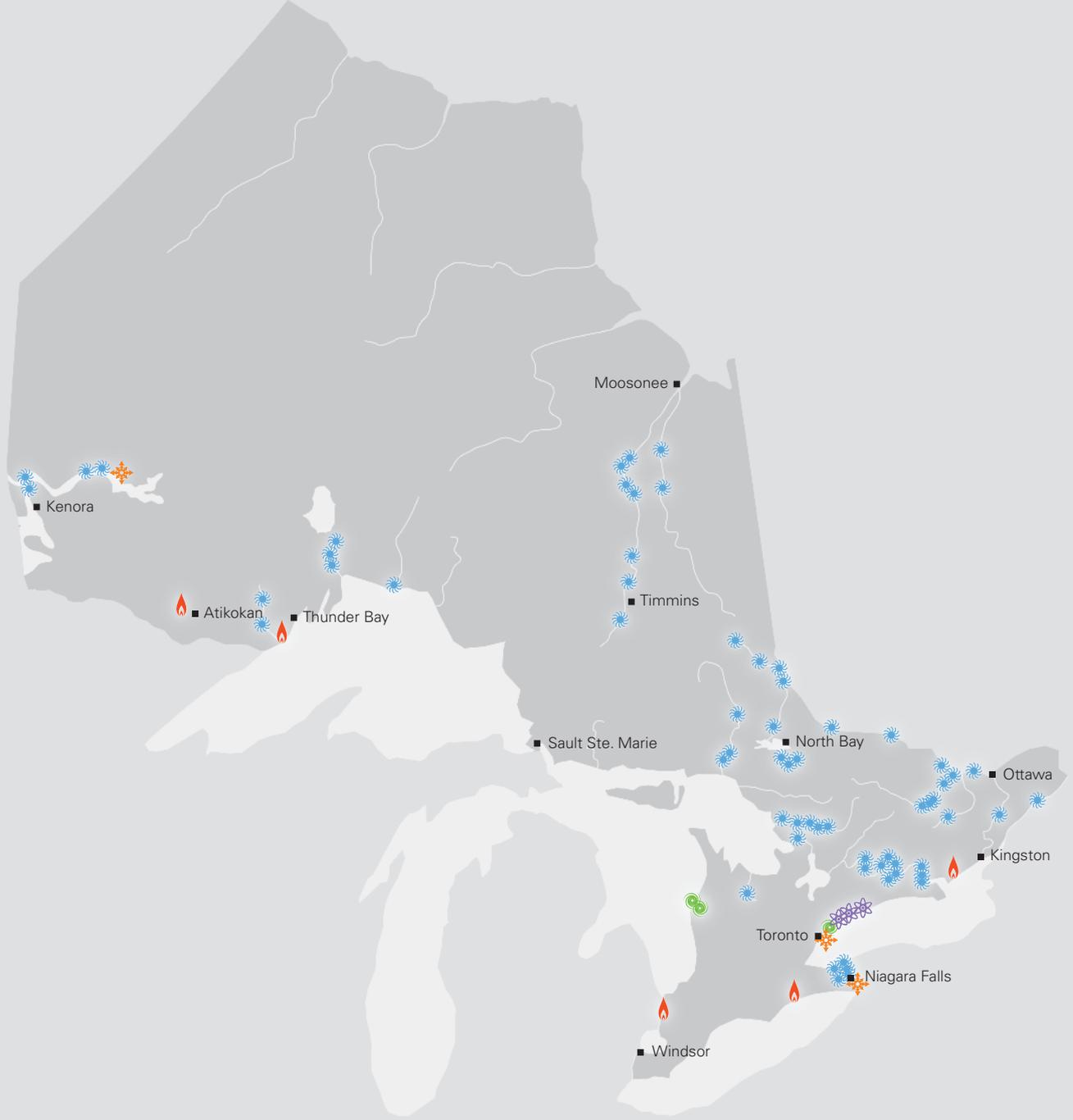
Vice-président principal,  
Développement et services  
de production nucléaire



**Jim Twomey**

Vice-président directeur,  
Combustible fossile

# Installations d'Ontario Power Generation



<p>3 </p> <p><b>centrales nucléaires</b></p>	<p>5 </p> <p><b>centrales à combustible fossile</b></p>	<p>64 </p> <p><b>centrales hydroélectriques</b></p>	<p>3 </p> <p><b>centrales éoliennes*</b></p>	<p>3 </p> <p><b>nouveaux projets de production</b></p>
---	--	--	---	---

\*Comprend une participation de 50 % dans la coentreprise Huron Wind.

Ce rapport annuel est également publié en anglais sur notre site Web -  
this annual report is also available in English – à l'adresse [www.opg.com](http://www.opg.com)

**Veillez recycler.**

Le siège social d'Ontario Power Generation Inc. est situé au  
700 University Avenue, Toronto (Ontario) M5G 1X6;  
Téléphone : 416-592-2555 ou 877-592-2555.

**En couverture**

Arrêts planifiés à Darlington, printemps 2006; étudiant en programme coopératif, centrale de  
Lambton; opérateurs nucléaires accrédités, Pickering B; employé, installations de gestion des  
déchets Western d'OPG; employés d'OPG, centrale hydroélectrique de Cameron Falls.