



Rapport annuel 2004

Profil de l'entreprise

Ontario Power Generation Inc. est une entreprise établie en Ontario, dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario et dans les marchés interconnectés. Notre principal souci est la production et la vente efficaces d'électricité provenant de nos actifs de production, dans un contexte sécuritaire, transparent et respectueux de l'environnement.

En 2004, OPG a produit 105 térawattheures (TWh) d'électricité.

Au 31 décembre 2004, le portefeuille de production d'électricité d'OPG représentait une capacité totale en service de 22 790 mégawatts (MW), répartis de la façon suivante :

- trois centrales nucléaires d'une capacité de 6 103 MW (sans compter les unités 2 et 3 de Pickering A, d'une capacité de 1 030 MW et qui sont actuellement fermées temporairement) et l'unité 1 de Pickering A, d'une capacité de 515 MW, qui est actuellement remise en service;
- six centrales à combustible fossile d'une capacité de 9 718 MW;
- 64 centrales hydroélectriques d'une capacité de 6 962 MW;
- trois centrales éoliennes (comprenant la participation de 50 % d'OPG dans la coentreprise Huron Wind) d'une capacité de 7 MW.

OPG détient en copropriété une centrale au gaz avec ATCO Power Canada Ltd. et ATCO Resources Ltd. De plus, OPG a loué deux centrales nucléaires à long terme à Bruce Power L.P.

Table des matières

2	Message du président du conseil et du président	74	Conseil d'administration
10	Rapport de gestion	74	Gouvernance
44	États financiers consolidés	76	Membres de la haute direction
48	Notes afférentes aux états financiers consolidés		Installations d'Ontario Power Generation – voir la troisième de couverture

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.

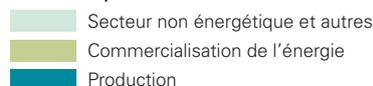
Un kilowattheure (kWh) sert à mesurer la demande d'électricité par heure des clients. Un kilowattheure représente l'énergie électrique consommée par dix ampoules de 100 watts durant une heure.

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.

Faits saillants financiers et opérationnels

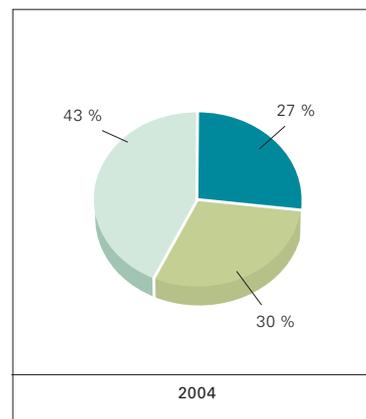
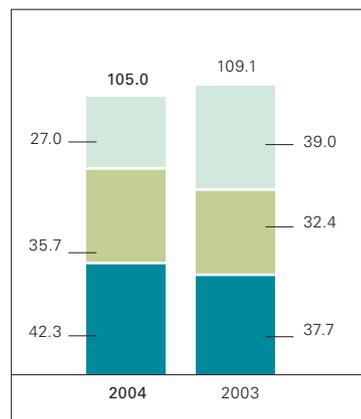
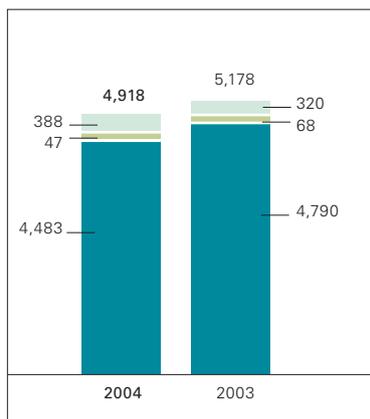
Total des produits (en millions de dollars)



Électricité produite (TWh)



Capacité de production en service



Exercices terminés les 31 décembre

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2004	2003
Produits avant le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	6 072	6 688
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché (réduction des produits)	(1 154)	(1 510)
Combustible	1 153	1 678
Exploitation, maintenance et administration	2 594	2 393
Dépréciation des actifs à long terme	–	576
Autres charges	1 209	1 025
Recouvrements d'impôts sur les bénéfices	80	3
Bénéfice net (perte nette)	42	(491)
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation	226	97
Paiements relatifs aux rabais associés à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	1 124	1 673
Production d'électricité (TWh)	105,0	109,1

Message du président du conseil et du président

L'EXERCICE 2004 A ÉTÉ UN EXERCICE AU COURS DUQUEL OPG A AMÉLIORÉ SA GOUVERNANCE, A MIS DAVANTAGE L'ACCENT SUR LE CONTRÔLE DES COÛTS, A REGARNI SES COFFRES, A GÉRÉ SES ACTIFS AFIN D'EN AMÉLIORER LA FIABILITÉ, L'EFFICACITÉ ET LA PERFORMANCE, ET A CONTRIBUÉ À L'AJOUT D'UNE NOUVELLE CAPACITÉ EN ONTARIO GRÂCE À DE NOUVEAUX PROJETS D'APPROVISIONNEMENT ET DE NOUVEAUX PARTENARIATS. LA SOCIÉTÉ A MENÉ À BIEN CES PRIORITÉS EN DEMEURANT SOUPLE ET ATTENTIVE FACE AUX CHANGEMENTS CONTINUS SUR LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ EN ONTARIO ET AU RÔLE EN CONSTANTE ÉVOLUTION QU'ELLE Y JOUE. PAR AILLEURS, OPG A FAIT DES PAIEMENTS IMPORTANTS DANS LE CADRE DU PROGRAMME DE RABAIS. TOUT AU LONG DE L'EXERCICE, LA SOCIÉTÉ A POURSUIVI SON ENGAGEMENT À LONG TERME EN MATIÈRE DE SÉCURITÉ, DE PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT ET DE RESPONSABILITÉ SOCIALE.

Gouvernance

L'un des plus importants progrès d'OPG au cours du dernier exercice a porté sur la gouvernance. OPG a commencé l'exercice avec un conseil d'administration provisoire constitué de quatre administrateurs. À la fin de l'exercice, la Société avait considérablement renforcé sa capacité de gouvernance par la réélection de trois administrateurs existants et la nomination de sept nouveaux administrateurs possédant une solide expérience dans le secteur de l'électricité. Un onzième administrateur a été nommé au conseil en février 2005.

Ces gens d'affaires chevronnés possèdent une grande expérience dans les secteurs suivants : activités nucléaires, restructuration de grandes entreprises, gestion d'entreprises capitalistiques, expertise financière et surveillance des relations avec les organismes de réglementation, les gouvernements et le public. Reflétant le rôle clé que l'énergie nucléaire continue de jouer dans les activités de la Société, le conseil d'administration d'OPG a deux comités axés sur les activités nucléaires – le comité des activités nucléaires et le comité de surveillance de Pickering A. Autre comité du conseil d'administration, le comité des grands projets surveille le projet du tunnel de Niagara et d'autres projets d'approvisionnement clés. Les autres comités du conseil sont :

- le comité de vérification et de gestion des risques, dont les responsabilités comprennent l'examen, les conseils et la formulation de recommandations sur l'information financière et la gestion des risques d'OPG;
- le comité de rémunération et des ressources humaines, qui a pour mandat de conseiller les administrateurs dans des domaines comme la rémunération, la planification de la relève et les relations de travail; et
- le comité de surveillance des fonds de placement, dont les responsabilités comprennent l'examen des résultats et la formulation de recommandations sur la caisse de retraite, le Fonds pour combustible irradié et le Fonds de déclassement.



Les ouvriers sont souvent appelés à **travailler dans des espaces exigus** pour remettre en état le réacteur de l'unité 1 d'OPG, qui fait partie de la centrale nucléaire Pickering A – la première et la plus ancienne centrale nucléaire comportant plusieurs unités construite au Canada. On aperçoit ci-dessus un membre de l'équipe de maintenance des soupapes d'OPG qui travaille à la remise en état d'une soupape dans le cadre du projet de remise en service de l'unité 1.



La centrale de Nanticoke d'OPG (3 938 MW) sur la rive nord du Lac Érié. Le matériel de réduction catalytique sélective (qu'on aperçoit à l'avant-plan) récemment installé sur deux des huit unités de production de la centrale a aidé Nanticoke à atteindre en 2004 son plus faible taux d'émissions d'oxyde d'azote jamais enregistré et les plus faibles émissions totales d'oxyde d'azote depuis l'entrée en service de la centrale en 1978.



Les membres de l'équipe de travail sur la sécurité comprennent, de gauche à droite : Denis McBride, sécurité nucléaire; Jim Davis, sécurité de l'entreprise; et Mike Gilbert, production d'électricité. Depuis sa création en mai 2003 et tout au long de 2004, l'équipe a centré ses efforts sur des stratégies de sécurité préventive. Elle a notamment aidé la direction à mettre en œuvre les meilleures pratiques en matière de sécurité, à renforcer les partenariats avec d'autres services et organismes de sécurité, et à mettre sur pied des mesures de sensibilisation à la sécurité contribuant à l'instauration d'un milieu de travail sûr et sécuritaire pour tout le personnel d'OPG.

Évolution du marché de l'électricité

Vers la fin de l'exercice, le corps législatif de l'Ontario a adopté la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*, créant un marché de l'électricité hybride composé d'une production réglementée et d'une production axée sur les prix du marché. En février 2005, le gouvernement de l'Ontario a mis en place une nouvelle structure d'établissement des prix de l'électricité pour ce marché. En vertu de cette nouvelle structure, qui est entrée en vigueur le 1^{er} avril 2005, la production des installations hydroélectriques et nucléaires de base est assujettie aux prix réglementés. Les premiers 1 900 MWh par heure de production provenant des installations hydroélectriques de base d'OPG sont tarifés à 3,3 cents le kilowattheure, tandis que la production nucléaire est tarifée à 4,95 cents le kilowattheure. Ces prix sont en vigueur jusqu'à la plus tardive des dates suivantes : jusqu'au 31 mars 2008 ou jusqu'à la date où les prix réglementés sont fixés par la Commission de l'énergie de l'Ontario. La production hydroélectrique dépassant 1 900 MWh par heure reçoit le prix du marché. En même temps, les produits tirés de 85 % de la production provenant des actifs non réglementés d'OPG (centrales hydroélectriques et au charbon autres que de base) sont assujettis à une limite de revenus de 4,7 cents par kilowattheure entre le 1^{er} avril 2005 et le 30 avril 2006. La production provenant de la centrale Lennox de la Société et les volumes liés aux contrats existants sont exemptés de cette limite.

L'instauration des prix réglementés et une limite de revenus remplacent les rabais aux clients qu'OPG payait en vertu de l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché. En 2004, ces rabais ont totalisé 1 154 milliards de dollars. Depuis l'ouverture du marché de l'électricité de l'Ontario en mai 2002, OPG a payé plus de 3,1 milliards de dollars en rabais aux clients – environ 100 millions de dollars par mois. La nouvelle structure de prix, conjuguée à l'élimination de l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, permettra à OPG de conserver une plus grande part de son bénéfice.



La centrale nucléaire Darlington d'OPG

a augmenté sa production de 24,8 TWh d'électricité en 2003 à 26,5 TWh en 2004, ce qui représente environ 17 % de l'électricité consommée en Ontario en 2004.

Collectivement, les centrales nucléaires d'OPG ont produit environ 28 % de l'électricité consommée en Ontario en 2004.

Résultats financiers et contrôle des coûts

Les résultats financiers de 2004 d'OPG ont affiché un bénéfice net de 42 millions de dollars ou 0,16 \$ l'action comparativement à une perte nette de 491 millions de dollars ou 1,92 \$ l'action en 2003. Avant impôts, la perte a été de 38 millions de dollars en 2004 par rapport à une perte avant impôts de 494 millions de dollars en 2003, ce qui représente une amélioration de 456 millions de dollars. Les résultats de 2003 d'OPG comprenaient une dépréciation de 576 millions de dollars avant impôts (473 millions de dollars après impôts), en raison de la décision du gouvernement de l'Ontario de fermer les centrales au charbon d'OPG bien avant la fin de leur durée de vie utile estimative.

Grâce à une gestion audacieuse des coûts, OPG a réussi à réduire considérablement ses charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, notamment en limitant le recours à des consultants et en réduisant les frais de déplacement et les coûts liés aux technologies de l'information. Pour l'avenir, OPG continuera d'améliorer sa rentabilité en réduisant ses coûts.

Optimisation de la valeur des actifs d'OPG

OPG produit de l'électricité à partir de ses centrales nucléaires, à combustible fossile et hydroélectriques. En 2004, les centrales nucléaires d'OPG ont produit 42,3 terawattheures (TWh) d'électricité – une augmentation de 4,6 TWh comparativement à 2003. Les facteurs de capacité des unités se sont améliorés aux trois centrales nucléaires de la Société. Les niveaux de production accrus découlent en partie de la production de l'unité 4 de la centrale Pickering A, récemment remise à neuf, et d'une hausse de la production aux centrales nucléaires Darlington et Pickering B.

OPG a entrepris ou poursuivi des mesures importantes en 2004 pour améliorer la fiabilité de ses actifs nucléaires et a fait des investissements importants dans ces mesures pour s'assurer d'une performance à long terme accrue. À cette fin, OPG s'est engagée à améliorer la performance de ses installations nucléaires de Pickering B et a créé plus de 3 300 ordres d'exécution pour cerner et éliminer des problèmes qui nuisent à la performance – dans l'espoir que Pickering B atteigne et maintienne un facteur de capacité de 85 % et un taux d'arrêts forcés de 5 % d'ici 2007.



Doug Douma, **technicien mécanicien d'OPG**, nettoie un arbre de turbine dans le cadre des travaux de remise à neuf de l'unité de production 14 de la centrale hydroélectrique Beck 2 à Niagara Falls. Ces travaux font partie d'un important programme à long terme de mise à niveau des 16 unités de la centrale, qui a commencé en 1996 et qui devrait se terminer en 2005. Une fois le programme terminé, la centrale offrira une capacité additionnelle de 194 MW.

Autre mesure importante : le programme de maintenance axé sur la localisation et le repositionnement des patins d'espacement (Spacer Location and Repositioning ou «SLAR»), qui vise à préserver la durée de vie des canaux de combustible dans nos centrales nucléaires. En 2004, les résultats de l'inspection de la centrale nucléaire Pickering B ont révélé qu'il fallait accélérer le programme SLAR. Des travaux additionnels ont donc été planifiés, ce qui a mené à l'inspection et à la maintenance de 500 canaux de combustible. Bien que ces travaux entraînent des interruptions prolongées au cours de la période de 2004 à 2006, ils permettront aussi d'améliorer la performance et la sûreté de fonctionnement de la centrale à long terme. L'engagement d'investir abondamment dans des mesures comme SLAR pour assurer une performance durable de ses installations nucléaires pour l'avenir demeurera au cœur des priorités d'OPG au cours des prochaines années.

Les centrales hydroélectriques d'OPG ont continué de donner un bon rendement en 2004. La production assurée par ces installations fiables, propres et économiques a été de 35,7TWh, soit 3,3TWh au-dessus des niveaux de 2003. Cet excellent rendement est le résultat d'une combinaison de facteurs dont des niveaux d'eau élevés, le réinvestissement de capitaux et des travaux de maintenance ciblés. Un important projet de mise à niveau des roues mobiles de turbines, qui se déroule actuellement, permettra l'ajout de plus de 120 MW de capacité à nos installations hydroélectriques d'ici 2012. Pendant que l'ensemble des centrales hydroélectriques d'OPG réalisaient une solide performance, le groupe de centrales du nord-ouest a atteint une production annuelle record de 4 900 GWh. Par ailleurs, OPG a continué de faire des progrès dans la réalisation d'un projet d'une durée de neuf ans visant à remettre à neuf les 16 unités de la centrale Sir Adam Beck 2 à Niagara Falls. Ce projet prend fin en 2005.

Les centrales à combustible fossile d'OPG jouent un rôle important en Ontario, car elles produisent de l'électricité en période de pointe, complétant ainsi la production des centrales nucléaires et hydroélectriques à faibles coûts. En 2004, les centrales à combustible fossile d'OPG ont produit 27TWh d'électricité comparativement à 39TWh en 2003. En 2004, les facteurs suivants ont eu une incidence sur la production d'origine fossile : augmentation de la production des centrales nucléaires et hydroélectriques d'OPG et d'autres producteurs; conditions climatiques modérées en été et en hiver, limitant la demande d'électricité dans les périodes où le besoin de la production des centrales à combustible fossile est généralement plus élevé; et arrêts d'équipement plus nombreux que prévu à la centrale Nanticoke, limitant ainsi la disponibilité de cette dernière.



L'échafaudage est en place pour les ouvriers dans le bâtiment réacteur de l'unité 1 de la centrale Pickering A. Cet échafaudage compte plus de six kilomètres d'échelles. Les travaux de remise en service de l'unité 1 nécessiteront l'intervention de plus de 2 800 employés d'OPG et de contractuels, qui exécuteront plus de 20 000 tâches de construction nécessitant près de trois millions de pièces.



Greg Harper, **préposé à l'entretien mécanique régional de Cameron Falls**, enlève le montage d'une nouvelle roue mobile pour le générateur de l'unité 5 de la centrale. La roue mobile originale, qu'on voit à l'arrière-plan, date de 1926. La nouvelle roue, conjuguée à d'autres améliorations, prolongera la durée de vie de la centrale de 40 ans et augmentera sa capacité de 1,4 MW. Depuis la fin des années 1980, les mises à niveau aux centrales hydroélectriques d'OPG ont augmenté la capacité hydroélectrique totale de 380 MW.



Ruth Robinson, préposée aux matières à la centrale Lambton, choisit des pièces et des matières pour un nécessaire de maintenance qu'elle prépare pour un des préposés à la maintenance de la centrale. La préparation à l'avance de nécessaires de maintenance permet d'améliorer l'efficacité opérationnelle et l'exécution de la maintenance de la centrale.

Mesures d'approvisionnement

En tant que producteur d'électricité de premier plan, OPG participe au développement de nouvelles sources d'énergie pour répondre aux besoins énergétiques croissants de l'Ontario. Le projet d'approvisionnement en électricité le plus important de la Société est la remise en service de l'unité 1 de la centrale nucléaire Pickering A. D'importants travaux de construction ont commencé en juillet 2004, après que le gouvernement de l'Ontario eut avalisé la décision du conseil d'administration d'OPG de remettre en service l'unité 1. Il s'agit d'un projet complexe et exigeant, nécessitant près de 20 000 tâches de construction et 1,9 million d'heures-personnes de travail. Compte tenu de la portée et de la complexité de ces travaux, des processus de surveillance rigoureux faisant appel aux plus récents paramètres d'évaluation et aux plus récentes techniques de gestion ont été mis en place, sans compter la surveillance étroite du conseil d'administration et de tiers experts. Le public est également informé régulièrement sur l'avancement du projet. À la fin de 2004, les travaux sur le terrain prévus dans le cadre du projet étaient terminés à 68 %. En novembre, OPG a indiqué que le coût estimatif du projet dépasserait de 75 millions à 100 millions de dollars le coût initial prévu de 900 millions de dollars. L'unité 1 devrait être entièrement fonctionnelle à l'automne 2005, ajoutant 515 MW à la capacité de production électrique de l'Ontario, pratiquement sans émissions génératrices de gaz à effet de serre et de smog.

Outre le projet de l'unité 1, OPG a invité trois entreprises de construction à soumettre des propositions détaillées pour la conception et la construction d'un troisième tunnel de déviation de l'eau à la centrale Sir Adam Beck à Niagara Falls. Grâce au tunnel proposé, la centrale pourra produire en moyenne une capacité additionnelle de 1,6 terawattheure d'électricité par année sur une période de 90 ans. Les travaux de construction devraient commencer plus tard en 2005, lorsque le conseil d'administration d'OPG aura donné son approbation finale, pour se terminer en 2009.

OPG a aussi créé un partenariat avec ATCO Power Canada Ltd. et ATCO Resources Ltd. en vue de la construction de la centrale Brighton Beach – une nouvelle installation alimentée au gaz naturel de 580 MW, à cycle combiné, près de Windsor en Ontario. Le gaz qui alimente la centrale est fourni par Coral Energy Canada Inc., qui est également propriétaire de l'électricité de la centrale et la commercialise.



Deux fois par jour, des employés clés du groupe chargé de la remise en service de l'unité 1 de la centrale Pickering A se rencontrent pour passer en revue le travail à faire dans la journée et le travail effectué durant le quart précédent. Regroupant généralement 50 employés et entrepreneurs ou plus, ces rencontres quotidiennes ont grandement aidé les ouvriers à respecter le calendrier du projet.



Beverly Forget, employée d'OPG, aide Erik Picard avec sa mangeoire dans le cadre de «Wildlife Wednesday» – événement au cours duquel des castors, des louveteaux et des scouts de différentes localités font équipe avec des employés de la centrale Darlington et des étudiants de l'école secondaire Courtice de la région de Durham en Ontario. Le programme d'engagement social d'OPG soutient divers projets locaux en matière d'environnement et d'éducation des jeunes. En 2004, par exemple, OPG a décerné 200 prix d'excellence à des lauréats provenant de 100 écoles secondaires locales.



Préposés temporaires à l'entretien des ouvrages civils faisant partie de l'équipe responsable de l'interruption de l'unité 1 de la centrale Darlington, printemps 2004 : (de gauche à droite) : Amanda Dean, Andrea Ball, Rochelle Tobin, Dana Armstrong, Deb Murphy, Nathalie Reid. Les employés se trouvent dans la salle des turbines après avoir aidé à préparer des tubes à basse pression pour réassemblage. L'interruption a été exécutée avec succès, n'ayant entraîné aucun accident avec perte de temps ni événement potentiellement grave touchant la sécurité au travail.

Sécurité

La sécurité demeure au cœur de nos priorités et, en matière de sécurité, OPG ne fait aucun compromis. OPG a atteint un taux d'accidents avec blessures de 1,53 blessure ayant entraîné des pertes de temps ou nécessité des soins médicaux par tranche de 200 000 heures travaillées. OPG a également atteint un taux de gravité des accidents de 0,96 jour perdu à cause de blessures par tranche de 200 000 heures travaillées – le taux de gravité des accidents le plus bas jamais enregistré depuis la création de la Société en 1999. Le taux de gravité des accidents de la Société a été bien inférieur au taux du quartile le plus élevé (moyenne pour 2001-2003) de 8,87 fixé par l'Association canadienne de l'électricité («ACE»). Le taux d'accidents avec blessures d'OPG a été également inférieur au taux du quartile le plus élevé de 1,71 (moyenne pour 2001-2003). En 2004, l'ACE a reconnu la performance d'OPG en matière de sécurité des employés en lui décernant son prix d'excellence 2003 du président, niveau bronze.

Performance sur le plan environnemental

La position d'OPG en tant que fournisseur d'électricité de premier plan en Ontario comporte des responsabilités importantes sur les plans environnemental, social et économique à l'égard des collectivités dans lesquelles elle mène ses activités.

OPG s'efforce constamment de réduire au minimum l'effet de ses activités sur l'environnement. OPG s'est améliorée en 2004 par rapport à 2003, notamment dans les secteurs suivants : réduction des déversements, amélioration de la conformité aux exigences réglementaires et réduction des émissions d'origine fossile et des radiations déjà très basses. Pour la deuxième année consécutive, la Société n'a pas enregistré de déversements importants, et les déversements mineurs ont été réduits de 22 %. En 2004, les émissions d'oxyde d'azote, d'anhydride sulfureux et de dioxyde de carbone provenant des centrales à combustible fossile d'OPG ont diminué dans une proportion de 25 % à 35 % par rapport à l'exercice précédent. Le système de gestion de l'environnement de l'entreprise d'OPG et l'ensemble de ses grandes installations de production ont également obtenu une nouvelle certification en vertu de la norme ISO 14001 pour les systèmes de gestion de l'environnement.



Le Centre de consultation communautaire de Kincardine a ouvert en octobre pour informer les résidents locaux du projet de dépôt en couches géologiques profondes proposé par OPG pour le stockage sécuritaire à long terme des déchets nucléaires d'activité faible et intermédiaire. À la suite des résultats positifs d'un sondage auprès de la collectivité effectué en 2005, le conseil municipal de Kincardine a soutenu le projet à l'unanimité.



Trois turbines à basse pression qui font partie du réacteur de l'unité 4 nouvellement remis à neuf de la centrale Pickering A. Déclarée officiellement en service en septembre 2003, l'unité 4 a produit plus de 3 TWh d'électricité en 2004 et son facteur de capacité a augmenté, passant de 70,3 % en 2003 à 75,7 % en 2004.

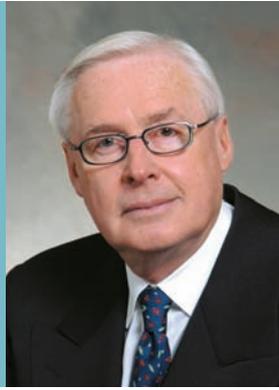


Mercy Samuel-Apiafi, préposée à l'entretien des ouvrages civils II à la centrale nucléaire Pickering B, au travail pendant l'interruption de l'unité 7 de la centrale. Pendant la période d'interruption qui a duré plus de 100 jours, les ouvriers ont accompli une énorme quantité de travail, dont l'achèvement des travaux de réfection des chaudières afin d'améliorer le taux de production, l'achèvement du programme de localisation et de repositionnement des patins d'espacement cinq jours plus tôt que prévu, et l'installation d'un nouveau faisceau tubulaire dans le condenseur de purge, dans les délais prévus et dans les limites du budget, et sans incident.

Dans le cadre de son engagement continu à améliorer la biodiversité en Ontario, OPG a planté plus de 400 000 arbres et arbrisseaux indigènes – portant le nombre total d'arbres plantés dans le cadre du programme à plus de 1,8 million depuis 2000. OPG exige également que tous les nouveaux superviseurs soient initiés aux principes et à la pratique du développement durable. C'est ainsi qu'en 2004 plus de 500 superviseurs ont reçu une telle formation dans le cadre du programme de sensibilisation au développement durable d'OPG.

Une composante importante de la gérance environnementale d'OPG est son engagement à l'égard de la gestion à long terme et en toute sécurité des déchets nucléaires provenant de ses installations. OPG assume cette importante responsabilité en fournissant, de manière soutenue, un financement adéquat et en jouant un rôle actif dans l'élaboration de moyens efficaces pour aborder la question des déchets nucléaires.

En matière de financement, OPG a versé, en 2004, 454 millions de dollars dans des fonds distincts consacrés au déclassement de ses installations nucléaires et à la gestion à long terme des déchets. Ces fonds totalisent maintenant plus de six milliards de dollars. OPG a continué de travailler étroitement avec l'Organisation de gestion des déchets nucléaires («OGDN») afin de trouver des solutions pour la gestion à long terme des déchets hautement radioactifs. L'OGDN est sur le point de terminer un programme de trois ans axé sur la recherche et le dialogue avec les citoyens à l'échelle du Canada, et soumettra au gouvernement fédéral, en novembre 2005, ses recommandations pour la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. OPG a également signé un contrat d'hébergement avec la municipalité de Kincardine portant sur le dépôt en couches géologiques profondes pour la gestion permanente des déchets nucléaires d'activité faible et intermédiaire. Les résidents de Kincardine ont donné leur aval à ce contrat dans le cadre d'un sondage détaillé. La prochaine étape consistera en une évaluation environnementale de l'installation proposée, qui devrait avoir lieu en 2006.



Jake Epp

Le président du conseil,
Jake Epp

Richard Dicerni

Le président et chef de la direction par intérim,
Richard Dicerni

Action communautaire

Les centrales et les employés d'OPG jouent un rôle important auprès de la collectivité. De nombreux employés d'OPG participent activement à la vie de leurs collectivités, et nous encourageons cette participation par des mesures de reconnaissance. En 2004, les employés d'OPG, dans le cadre de la campagne annuelle de bienfaisance de la Société, ont également amassé plus de 1,8 million de dollars à l'échelle de l'Ontario au profit de bonnes causes. Les Journées portes ouvertes, les séances d'information et les centres d'information de bon nombre de nos installations fournissent à OPG d'autres occasions de créer un climat de confiance et de renforcer sa participation et son engagement auprès de la collectivité.

De plus, dans le cadre de son programme d'engagement social, OPG a apporté un soutien financier à plus de 600 projets d'organismes sans but lucratif œuvrant auprès de la communauté et dans les secteurs de l'environnement et de l'éducation dans les régions où elle mène ses activités.

Employés

OPG doit sa vigueur à ses quelque 11 000 employés et nous sommes fiers de leur contribution en 2004. Ils forment un groupe de personnes diversifiées, professionnelles et très dévouées, et c'est grâce à leurs efforts que nos centrales fonctionnent 24 heures sur 24, 365 jours par année. Au nom du conseil d'administration et des membres de la haute direction d'OPG, nous les remercions de leur service et de leur engagement à répondre en toute sécurité aux besoins en électricité des Ontariens.

Rapport de gestion

Table des matières

Rapport de gestion

10	Énoncés prospectifs	28	Gestion des risques
11	La Société	33	Information continue
11	Faits saillants / sommaire	35	Opérations entre parties liées
13	Vision, activités de base et stratégie	36	Information sur le comité de vérification et de gestion des risques
16	Tendances du marché de l'électricité de l'Ontario	41	Mesures supplémentaires des résultats
17	Secteurs d'activité		
18	Analyse des résultats d'exploitation		États financiers consolidés de 2004
23	États des flux de trésorerie	42	Responsabilité de la direction à l'égard de la présentation de l'information financière
23	Situation de trésorerie et sources de financement	43	Rapport des vérificateurs
24	Conventions et estimations comptables critiques	44	États financiers consolidés
		48	Notes afférentes aux états financiers consolidés

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés vérifiés d'Ontario Power Generation Inc. («OPG» ou la «Société») et les notes y afférentes pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004. Les états financiers consolidés d'OPG sont préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada («PCGR») et sont présentés en dollars canadiens. Certains montants comparatifs de 2003 ont été reclassés pour les rendre conformes à la présentation des états financiers consolidés de 2004. Le présent rapport de gestion est daté du 23 mars 2005.

Énoncés prospectifs

Le présent rapport contient des énoncés prospectifs qui reflètent les vues actuelles d'OPG au sujet 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», «estimer», «s'attendre à», «projeter», «avoir l'intention», «planifier», «rechercher», «viser», «objectif», «stratégie», «peut», «pourrait», «prévoit», des verbes conjugués au futur et des expressions similaires sont utilisés par OPG afin d'indiquer des énoncés prospectifs. L'absence de telles expressions ne signifie cependant pas qu'une déclaration n'est pas un énoncé prospectif.

Tous ces énoncés reposent sur des hypothèses et comportent des risques et des incertitudes, et, par conséquent, pourraient être incorrects dans une large mesure. Plus particulièrement, les énoncés prospectifs peuvent contenir des hypothèses qui sont notamment liées à la remise en service par OPG d'unités à la centrale nucléaire Pickering A, aux coûts et à la disponibilité du combustible, au déclassé nucléaire et à la gestion des déchets nucléaires, aux obligations liées aux régimes de retraite et aux autres avantages postérieurs à l'emploi, aux impôts sur les bénéfices, aux prix de l'électricité sur le marché au comptant, à l'évolution permanente du secteur de l'électricité en Ontario, à l'atténuation du pouvoir sur le marché, 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.

La Société

OPG est une entreprise établie en Ontario dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario et dans les marchés interconnectés. Le principal souci d'OPG est la production d'électricité selon des normes établies de gestion du risque et la vente d'électricité à partir de ses actifs de production, dans un contexte sécuritaire, transparent et respectueux de l'environnement. OPG a été constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), son capital social autorisé étant constitué d'un nombre illimité d'actions ordinaires. Au 31 décembre 2004, 256 300 010 actions ordinaires étaient émises et en circulation, et toutes sont la propriété directe de la province d'Ontario (la «Province»). Comme il en est question dans la section intitulée Vision, activités de base et stratégie, le rôle et le mandat futurs d'OPG sont actuellement à l'étude. Les incidences sur OPG pourraient être considérables.

Au 31 décembre 2004, le portefeuille de production d'électricité d'OPG comprenait trois centrales nucléaires, six centrales à combustible fossile et 36 centrales hydroélectriques, ainsi qu'un portefeuille d'énergie écologique certifié par un Eco-LogoMD, formé de 29 petites centrales hydroélectriques et de deux centrales éoliennes. De plus, il y a une centrale éolienne appartenant conjointement à OPG et à Bruce Power L.P. («Bruce Power») et une centrale au gaz, copropriété d'OPG, d'ATCO Power Canada Ltd. et d'ATCO Resources Ltd. La centrale nucléaire Pickering A est inutilisée depuis 1997. En 2003, OPG a terminé la remise en service de l'unité 4 de cette centrale, qui en compte quatre. OPG procède actuellement à la remise en service d'une deuxième unité à la centrale Pickering A (unité 1). Outre son portefeuille de production d'électricité, OPG possède deux autres centrales nucléaires qui sont louées à long terme à Bruce Power.

Faits saillants / sommaire

Cette section donne un aperçu des résultats d'exploitation d'OPG. Une analyse détaillée du rendement d'OPG par secteur d'activité figure plus loin.

(en millions de dollars)	2004	2003
Produits		
Produits avant le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	6 072	6 688
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	(1 154)	(1 510)
	4 918	5 178
Résultats		
(Perte) bénéfice avant impôts sur les bénéfices et dépréciation	(38)	82
Dépréciation	–	(576)
(Perte) avant impôts sur les bénéfices	(38)	(494)
Recouvrements d'impôts sur les bénéfices	80	3
Bénéfice net (perte nette)	42	(491)
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	226	97
Production d'électricité (TWh)	105,0	109,1

Le bénéfice net pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 s'est établi à 42 millions de dollars comparativement à une perte nette de 491 millions de dollars en 2003. La perte en 2003 comprenait une dépréciation de 576 millions de dollars avant impôts découlant de l'engagement pris par le gouvernement de l'Ontario (le «gouvernement») de fermer des centrales au charbon d'OPG bien avant la fin de leur durée de vie utile estimative.

Excluant l'incidence de la dépréciation en 2003, les résultats avant impôts ont reculé de 120 millions de dollars en 2004 par rapport à l'exercice précédent. Ce recul est attribuable à une dépréciation plus élevée découlant de la fermeture anticipée des centrales au charbon et à une augmentation des immobilisations en service, à des charges accrues au titre des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi, en raison surtout de variations dans les hypothèses économiques liées aux taux d'intérêt et aux taux d'inflation et aux résultats techniques au titre des autres avantages postérieurs à l'emploi, à des travaux de maintenance et de réparation accrues des centrales nucléaires par souci d'amélioration de la fiabilité, et à une diminution des produits attribuable à une baisse des prix moyens de l'électricité et à un fléchissement du volume.

Ces réductions des résultats avant impôts ont été largement compensées par une augmentation de la marge brute découlant d'une production accrue des centrales nucléaires et hydroélectriques à faible coût marginal d'OPG et d'une diminution des charges liées au combustible en raison surtout de taux de change favorables et d'une baisse des coûts associés aux émissions, et d'économies résultant de projets de restructuration et de mesures de

réduction des coûts. De plus, en 2004, des actifs d'impôts futurs liés à des pertes subies en 2003 ont été constatés, contribuant ainsi à l'amélioration des résultats après impôts d'OPG.

Un sommaire des facteurs ayant eu une incidence sur les résultats d'OPG en 2004 comparativement à 2003, avant impôts, est présenté ci-dessous :

(en millions de dollars)

(Perte) avant impôts pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003		(494)
Variations de la marge brute des ventes d'électricité		
Variation de la composition de la production – accroissement de la production provenant de l'énergie hydroélectrique et nucléaire et baisse de la production provenant de l'énergie d'origine fossile		303
Diminution des prix moyens de l'énergie après application du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché		(92)
Diminution du volume de ventes du secteur Production		(125)
Incidence de taux de change favorables sur les coûts du combustible, baisse des coûts associés aux émissions et autres variations de la marge brute		132
		218
Variations de la marge brute des ventes du secteur Commercialisation de l'énergie et du secteur non énergétique		
		47
Accroissement des charges des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi		(137)
Accroissement des travaux de maintenance et de réparation des centrales nucléaires		(111)
Augmentation de l'amortissement lié à ce qui suit :		
Fermeture anticipée des centrales au charbon		(93)
Accroissement des immobilisations en service et autres changements		(69)
Hausse des intérêts débiteurs nets attribuable à une baisse des intérêts capitalisés sur les travaux de construction en cours et à une diminution des intérêts créditeurs		(45)
Autres changements favorables nets, y compris les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration		70
Diminution des bénéfices avant impôts, excluant la dépréciation des actifs à long terme		(120)
Dépréciation des centrales au charbon en 2003		576
(Perte) avant impôts pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004		(38)

La production totale des centrales d'OPG en 2004 a été de 105,0 TWh comparativement à 109,1 TWh en 2003. La baisse de la production pour l'exercice est attribuable principalement à l'ajout d'une capacité de production non-OPG à faible coût marginal qui a supplanté la production d'énergie fossile à coût marginal plus élevé et aux interruptions non prévues à la centrale de production d'énergie fossile Nanticoke d'OPG durant la première moitié de 2004.

Le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, qui a été de 1 154 millions de dollars en 2004 et de 1 510 millions de dollars en 2003, a été retranché des produits. La baisse du montant du rabais est attribuable à un recul des prix moyens de l'énergie en 2004 par rapport à l'exercice précédent. Le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché a eu une incidence négative très importante sur les résultats et la liquidité d'OPG depuis son implantation en mai 2002.

En 2004, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à 226 millions de dollars en regard de 97 millions de dollars en 2003, ce qui représente une amélioration de 129 millions de dollars. Les changements favorables au niveau des flux de trésorerie en 2004 comparativement à l'exercice précédent sont attribuables principalement à une baisse de 549 millions de dollars des paiements relatifs au rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché et à une augmentation des résultats avant amortissement et autres éléments hors caisse de 291 millions de dollars. Ces changements favorables ont été partiellement contrebalancés par une baisse des flux de trésorerie attribuable à des variations des soldes hors caisse du fonds de roulement de 573 millions de dollars et à la réception en 2003 du produit de 225 millions de dollars d'un effet à recevoir de Bruce Power.

Vision, activités de base et stratégie

OPG s'attache à améliorer la performance de ses actifs de production par des efficacités de production et une fiabilité accrues, contribuant aux nouveaux approvisionnements en électricité en Ontario, à une gestion efficace des coûts et au renforcement de la gouvernance.

Marché en évolution et rôle d'OPG

Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité et réglementation des tarifs

En décembre 2004, la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (projet de loi 100) a reçu la sanction royale. Un règlement adopté en vertu de cette loi en février 2005 stipule qu'OPG recevra des prix réglementés pour ses centrales nucléaires et hydroélectriques de base. 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 prix réglementé initial pour les 1 900 premiers mégawattheures 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 maximum durant les périodes de pointe, toute production de ces installations réglementées dépassant 1 900 mégawatts par heure recevra le prix du marché de l'Ontario. Le prix réglementé initial pour la production des installations nucléaires est de 49,50 \$/MWh (4,95 ¢/kWh). Ces prix réglementés ont été établis en fonction de la production projetée totale et des coûts d'exploitation, plus le coût du capital incluant un taux de rendement moyen des capitaux propres de 5 %. Ces prix initiaux entrent en vigueur le 1^{er} avril 2005, et le demeureront jusqu'à la plus tardive des dates suivantes : le 31 mars 2008 ou la date d'établissement des prix réglementés par la Commission de l'énergie de l'Ontario («CEO»). Si des changements sont apportés aux hypothèses fondamentales à partir desquelles ces prix réglementés ont été établis, la Province peut modifier ces prix provisoires.

Le règlement prévoit l'établissement de certains actifs et passifs réglementaires. Les normes comptables reconnaissent que la réglementation tarifaire peut créer des avantages et des obligations économiques, qui sont constatés dans les états financiers consolidés comme des actifs et des passifs réglementaires. Des actifs réglementaires sont généralement constatés lorsque la décision d'un organisme de réglementation fournit l'assurance que les coûts engagés seront recouverts dans l'avenir. Des passifs réglementaires sont constatés lorsque des coûts devant être engagés dans l'avenir sont recouverts pour l'exercice courant. Les actifs et les passifs réglementaires sont analysés plus en détail à la note 3 afférente aux états financiers consolidés au 31 décembre 2004 et pour l'exercice terminé à cette date.

85 % de la production des autres actifs de production d'OPG, excluant la centrale Lennox, les volumes et les ventes à terme dans le cadre des contrats d'options de tarifs transitoires (c'est-à-dire, Transition – Generation Corporation Designated Rate Options ou «TRO») au 1^{er} janvier 2005, feront l'objet d'une limite de revenus fondée sur un prix moyen de 47,00 \$/MWh (4,7 ¢/kWh). Cette limite sera en place pendant une période de 13 mois, à compter du 1^{er} avril 2005. Les revenus dépassant cette limite feront l'objet d'un rabais à la fin de la période.

Amélioration de la performance des actifs de production

Le portefeuille d'actifs de production d'OPG est diversifié au chapitre de la technologie, du type de combustible et de la souplesse de répartition. Bien que ses coûts de production soient plus élevés que ceux des producteurs du Manitoba et du Québec, qui disposent d'une plus grande réserve hydroélectrique à faible coût, ils sont généralement concurrentiels comparativement à ceux d'autres producteurs de l'Ontario et du nord-est et du Midwest des États-Unis.

OPG fait des investissements pour accroître de manière importante la fiabilité et la performance à long terme de ses centrales nucléaires et hydroélectriques, tout en maintenant la capacité de production des centrales à combustible fossile jusqu'à leur fermeture.

Centrales nucléaires

Les centrales nucléaires assurent une production en électricité de base, car elles ont de faibles coûts d'exploitation marginaux et ne sont pas conçues pour assurer une production qui fluctue en fonction de la demande de pointe. OPG met en œuvre des mesures visant à améliorer la fiabilité et la prévisibilité de ses actifs nucléaires, y compris des programmes d'inspection et de restauration des générateurs de vapeur, des projets d'intégrité des tuyaux d'alimentation, des programmes de restauration des tubes de force comme la localisation et le repositionnement des patins d'espacement (SLAR), et d'importants projets visant à réduire les arriérés en matière de maintenance. OPG a également des programmes complets d'inspection et d'essais qui permettent de rendre compte de la condition physique de ses centrales nucléaires. Par suite de récentes inspections des canaux de combustible, des conditions ont été relevées et nécessiteront l'accélération de certains programmes de restauration planifiés à la centrale de Pickering B les faisant passer de la période de 2007 à 2008 à la période de 2004 à 2006.

En guise de suivi de la panne du 14 août 2003, certaines modifications sont apportées pour améliorer la capacité des centrales d'OPG de répondre à l'instabilité du réseau de transport et de résister à des interruptions prolongées du réseau de transport. Bien qu'une panne prolongée du réseau de transport comme celle qui est survenue le 14 août 2003 ne se produit que rarement, OPG prend des mesures pour se préparer à la possibilité qu'un tel événement se répète. À la centrale nucléaire Pickering B d'OPG, une génératrice de secours temporaire a été installée au coût d'environ 25 millions de dollars. La génératrice a été déclarée en service en septembre 2004 et devrait le demeurer pendant environ deux à trois ans, en attendant l'application d'une solution permanente. L'estimation du coût d'une solution permanente s'établit entre 100 et 200 millions de dollars.

Centrales hydroélectriques

Les centrales hydroélectriques d'OPG sont utilisées principalement pour la production de base et fournissent à faible coût une source fiable d'énergie renouvelable sans émissions atmosphériques. Grâce à d'importants réinvestissements de capitaux, à l'automatisation des centrales, à des améliorations de l'efficacité et à une maintenance efficace, OPG a augmenté la capacité de production de ses centrales hydroélectriques, a prolongé leur durée de vie et a abaissé leurs coûts d'exploitation et de maintenance. Des évaluations des conditions et des risques techniques sont effectuées afin de déterminer les dépenses futures et d'en établir l'ordre de priorité pour chacune des installations. Un projet visant à automatiser le contrôle des 240 unités des sept centres de contrôle a été achevé en 2004. Depuis 1990, la capacité hydroélectrique d'OPG a augmenté grâce à des programmes de remise à neuf et d'amélioration à plusieurs centrales hydroélectriques. Ce programme de réinvestissement se poursuit et comprend un programme accéléré d'amélioration des roues de turbine visant à accroître la capacité hydroélectrique de 102 MW d'ici 2009.

Centrales à combustible fossile

Les centrales à combustible fossile fournissent une source d'énergie souple et fonctionnent comme centrale à capacité de charge de base, à capacité intermédiaire et à capacité de pointe selon leurs caractéristiques. La production de ces centrales est en fonction de la demande et du prix de l'électricité, ainsi que de la disponibilité des centrales nucléaires et hydroélectriques d'OPG et des centrales d'autres producteurs. Le gouvernement a annoncé son intention d'enjoindre OPG à fermer ses centrales au charbon. Même si les investissements requis pour maintenir la production et atteindre les objectifs en matière d'environnement se poursuivront, aucun nouvel investissement d'importance n'est prévu pour les centrales au charbon. De plus, le profil des dépenses pour les centrales au charbon s'aligne vers une stratégie non plus de «remplacement» mais de «réparation».

Plus particulièrement, des programmes de maintenance ont été modifiés afin de tenir compte des incidences des démarrages accrus des unités et des manœuvres dont elles font l'objet, en raison notamment du rôle que les centrales à combustible fossile doivent jouer dans le marché en tant que centrales à capacité intermédiaire et à capacité de pointe.

Nouveaux projets d'approvisionnement

Remise en service de l'unité 1 de la centrale Pickering A

Des travaux de construction majeurs pour la remise en service de l'unité 1 de la centrale nucléaire Pickering A ont commencé en juillet 2004. Au 31 décembre 2004, le travail sur le terrain était terminé à environ 68 %. Malgré certains retards et une productivité plus basse que prévu durant la mobilisation initiale des corps de métiers de la construction, des mesures correctives prises par l'entrepreneur principal ont amélioré les niveaux de productivité. À la fin de février 2005, le projet de remise en service était terminé à 85 % et toutes les étapes prévues jusque-là avaient été franchies.

Les dépenses cumulatives totales jusqu'au 31 décembre 2004 se sont élevées à 676 millions de dollars. Les dépenses jusqu'à la fin de février 2005 ont été de 792 millions de dollars. Ces dépenses étaient liées aux travaux d'ingénierie, de planification, d'estimation, d'évaluation et de construction.

Le projet se déroule selon le calendrier prévu et la phase de construction principale devrait être achevée entre le début de juin et la mi-juillet 2005. L'unité sera alors soumise à une phase d'essai en service d'une durée de trois mois avant d'être déclarée en service commercial. Comme ils ont déjà été présentés au troisième trimestre, les coûts totaux projetés pour l'achèvement du projet se situent toujours entre 975 millions et 1 000 millions de dollars.

Les coûts et le calendrier de réalisation du projet pourraient être touchés par la découverte de travaux additionnels de réparation ou de remise en état qui pourraient être décelés pendant les phases finales du projet, ainsi que par la productivité.

Brighton Beach

En juillet 2004, l'exploitation commerciale commençait à la centrale au gaz de 580 MW construite par Brighton Beach Power L.P. («Brighton Beach») à Windsor, Ontario. Brighton Beach est une société en commandite constituée par OPG, ATCO Power Canada Ltd. et ATCO Resources Ltd. La société en commandite a signé une entente de conversion énergétique avec Coral Energy Canada Inc. («Coral»), en vertu de laquelle Coral livrera le gaz naturel qui sera utilisé à la centrale et possèdera, exploitera, commercialisera et négociera toute l'électricité produite pendant une période de 20 ans.

Tunnel de Niagara

En juin 2004, OPG a annoncé, avec l'appui du gouvernement, la décision de procéder à la construction d'un nouveau tunnel de déviation de cours d'eau afin d'accroître la quantité d'eau arrivant aux turbines existantes des centrales Sir Adam Beck à Niagara. Grâce à ce tunnel, les centrales Beck utiliseront plus efficacement l'eau disponible, ce qui devrait, en moyenne, accroître la production annuelle d'environ 1,6 TWh. OPG a entrepris un processus de sélection ouvert afin de choisir un entrepreneur en conception-construction pour le tunnel de 10,5 km. En juillet 2004, OPG a sollicité des déclarations d'intérêt pour la conception et la construction du tunnel et a reçu des réponses de plusieurs entreprises. Trois entreprises ont soumis des propositions de conception-construction détaillées. Les travaux de construction du tunnel devraient commencer à l'été 2005, sous réserve de l'approbation finale du conseil d'administration, et devraient se terminer en 2009.

Portlands Energy Centre

En décembre 2002, 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. La centrale permettrait de répondre aux besoins croissants en énergie du centre-ville de Toronto. En septembre 2004, le gouvernement a publié une demande de propositions relative à des projets de production de 2 500 MW d'énergie propre et de gestion de la demande. PEC a présenté une offre au gouvernement dans le cadre de cette demande de propositions.

PEC a été soumis au processus d'examen préalable, conformément au *Guide des exigences relatives aux évaluations environnementales pour les projets d'électricité*. Une décision a été rendue par le ministre de l'Environnement voulant que, sous réserve des conditions énoncées dans la décision, il n'y ait pas d'exigence pour une évaluation environnementale individuelle.

Gestion efficace des coûts

En 2004, OPG a mis en œuvre des mesures visant à améliorer sa compétitivité sur le plan des coûts. OPG a amélioré son processus de révision et de contrôle de ses dépenses d'exploitation et en capital, ce qui a donné lieu à d'importantes économies durant l'exercice. En outre, OPG a fait une analyse de ses dépenses d'exploitation, y compris une évaluation du soutien apporté aux centrales par le siège social et les unités économiques, dont les résultats permettront de réaliser des économies futures.

OPG prend des mesures pour rationaliser ses activités commerciales afin de se concentrer davantage sur ses activités de base. OPG est en voie de restructurer son secteur Commercialisation de l'énergie dans le but de regrouper des fonctions et de mettre fin à certains services énergétiques autres que des marchandises.

Le conseil d'administration d'OPG a approuvé la sortie gérée d'activités d'investissement menées par OPG Ventures Inc. OPG Ventures Inc., filiale en propriété exclusive d'OPG, a été constituée en mars 2001 avec le mandat de faire des investissements reliés à l'énergie afin d'optimiser les rendements financiers et les occasions de croissance pour OPG. Le conseil d'OPG a approuvé la sortie gérée de cette activité d'investissement et a limité ses investissements futurs à des engagements et à des investissements ultérieurs qui ont une croissance de valeur prévue. La valeur comptable des investissements d'OPG Ventures Inc., au coût, était de 38 millions de dollars au 31 décembre 2004, ce qui comprenait une dépréciation de 8 millions de dollars.

Gouvernance

En octobre 2004, OPG a annoncé la nomination de sept autres membres au conseil et la réélection de trois membres du conseil existants. En février 2005, un autre membre a été nommé au conseil d'administration. Le nouveau conseil 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. Les remaniements au sein du conseil s'inscrivent dans le processus nécessaire pour renforcer l'organisation. Le conseil assumera une fonction de gérance auprès d'OPG, en plus d'apporter un soutien au gouvernement concernant les décisions au sujet de l'orientation, de la structure et du rôle futurs d'OPG.

OPG a mis sur pied plusieurs comités dont le comité de vérification et de gestion des risques, le comité de rémunération et des ressources humaines, le comité de surveillance des fonds de placement et le comité des activités nucléaires. À ces comités s'ajoutent des comités spéciaux, dont le comité de surveillance de Pickering A et le comité des grands projets.

OPG a continué d'améliorer les contrôles liés à la gouvernance au cours des deux dernières années à la suite de mesures mises en œuvre aux États-Unis et des exigences récemment publiées au Canada. Même si OPG est exemptée de certaines de ces mesures en tant que société émettrice, les contrôles et la gouvernance relatifs aux dépôts de documents annuels et intermédiaires ont été adaptés en fonction des pratiques courantes. Les points qui suivent sont un résumé de certains contrôles, procédures et autres améliorations mis en œuvre par OPG :

- Les contrôles sur la présentation de l'information financière ont été améliorés afin d'inclure un processus d'attestation interne complet et des contrôles diligents. Ces contrôles appuient l'attestation des contrôles sur l'information financière par le chef de la direction et le chef des finances d'OPG.
- OPG a mis sur pied un projet visant à analyser et à mettre à jour la documentation sur les processus administratifs, à déterminer les secteurs de risque liés aux contrôles internes, à évaluer l'efficacité des contrôles et à vérifier par sondage détaillé.
- OPG a créé un comité sur l'information composé de hauts dirigeants chargés d'analyser les documents annuels et intermédiaires et autres informations déposés afin d'assurer qu'ils sont conformes aux exigences légales et réglementaires.
- La charte du comité de vérification et de gestion des risques a été révisée et approuvée par le conseil d'administration.
- Le comité de vérification et de gestion des risques d'OPG approuve à l'avance les services de vérification et autres que de vérification par les vérificateurs externes d'OPG.
- OPG a comme pratique l'adoption par anticipation des changements aux meilleures pratiques de présentation de l'information, lorsque cela est possible.

OPG a appliqué les nouvelles règles du comité de vérification, comme l'exigent les Autorités canadiennes en valeurs mobilières, qui sont entrées en vigueur en vue de la première réunion du comité de vérification et de gestion des risques après le 1^{er} juillet 2004.

Perspectives

Le conseil d'administration d'OPG et le gouvernement se penchent sur le rôle et le mandat futurs d'OPG. Il est donc possible que la situation financière et opérationnelle d'OPG présentée dans le présent rapport de gestion ne reflète pas fidèlement les activités futures, la situation financière et les perspectives d'OPG.

Tendances du marché de l'électricité de l'Ontario

Le secteur de l'électricité de l'Ontario a subi des changements fondamentaux sur le plan législatif et réglementaire depuis l'ouverture du marché à la concurrence en 2002. OPG s'est adaptée à ces changements, tout en continuant de se concentrer sur la production d'électricité au coût le plus bas possible. Le passage d'une industrie non réglementée à un modèle hybride comportant un secteur réglementé et un secteur non réglementé est en cours.

Les modifications du prix de l'électricité ont eu une incidence importante sur la performance financière d'OPG. Les fluctuations de l'offre et de la demande, tant de l'intérieur que de l'extérieur de la province d'Ontario, ont eu un effet considérable sur les prix du marché de l'électricité. Les prix de l'électricité culminent généralement le jour ou le mois où la demande est à son plus fort, étant donné qu'il faut faire appel à des centrales à capacité de pointe à coût marginal élevé pour répondre à cette demande. Les prix de l'électricité sont également sensibles aux variations saisonnières liées aux fluctuations de la demande. Les prix moyens de l'électricité en Ontario en 2004 ont été de 3,9 % inférieurs à ceux de 2002 et de 7,6 % inférieurs à ceux de 2003. Cette baisse est surtout attribuable à une capacité accrue et à des conditions climatiques plus modérées. Dans l'avenir, l'incidence des prix fluctuants de l'électricité sur OPG sera considérablement réduite par l'application de prix fixes pour l'électricité aux centrales d'OPG assujetties à la réglementation tarifaire et par l'effet de la limite des revenus sur 85 % de la production des autres actifs de production d'OPG, excluant la centrale Lennox et les volumes liés aux contrats en vigueur.

La demande d'électricité est principalement touchée par les conditions climatiques et l'activité économique. L'Ontario est raccordé à un certain nombre d'autres marchés. Les flux d'électricité à destination et en provenance du marché ontarien dépendent des prix du marché relatifs. La demande d'électricité en Ontario a augmenté en moyenne d'environ 1,1 % par année entre 1999 et 2004, et elle devrait continuer à croître au rythme d'environ 1 % par année au cours des dix prochaines années.

À la fin de 2004, la capacité installée existante de l'Ontario était de 31 164 MW. La Société indépendante d'exploitation du réseau de l'électricité (« SIERÉ »), anciennement la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité, estime que, d'ici 2014, l'Ontario aura besoin d'une nouvelle capacité de 12 850 MW pour répondre à ses besoins d'électricité qu'elle devra combler au moyen de nouvelles sources d'approvisionnement et de mesures de remise en état des centrales ou de conservation de l'énergie.

Les prix du combustible peuvent avoir une incidence importante sur les produits et les profits d'exploitation, tant sur le plan du prix de la marchandise sous-jacente que sur le plan du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain. Au cours de 2004, il y a eu des hausses marquées du prix au comptant du charbon des Appalaches, de l'uranium, du gaz naturel et du pétrole, tous utilisés pour combler les besoins de combustible d'OPG. OPG a un programme de couverture relativement au combustible. Outre les contrats à prix fixes pour les combustibles fossiles et nucléaires, OPG utilise régulièrement des instruments dérivés pour réduire le risque associé au prix du combustible. Les produits dérivés de change servent à couvrir le risque lié aux achats prévus libellés en dollars américains.

Secteurs d'activité

OPG mène ses activités dans deux secteurs isolables : Production et Commercialisation de l'énergie. Une catégorie distincte, Secteur non énergétique et autres, englobe les produits d'exploitation et certains coûts qui ne sont pas affectés aux secteurs d'activité. Des modifications futures dans la structure et les activités d'OPG, y compris l'incidence de la réglementation tarifaire, devraient changer la définition des secteurs d'activité.

Secteur Production

OPG exerce son activité principale, la production et la vente d'électricité, en Ontario. L'ensemble de la production d'électricité d'OPG est vendu sur le marché au comptant en temps réel administré par la SIERÉ. Ainsi, la grande partie des produits d'OPG provient actuellement des ventes sur le marché au comptant. OPG tire également des produits de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services connexes (réglage de la tension / soutien de la puissance réactive, installations certifiées de redémarrage à froid et réglage de production automatique). En date du 1^{er} avril 2005, comme il est indiqué à la section Tendances du marché de l'électricité en Ontario, l'incidence de la fluctuation des prix au comptant de l'électricité sur OPG sera réduite considérablement.

Principaux indicateurs de rendement des centrales

Les produits d'exploitation d'OPG dépendent principalement de la quantité d'électricité produite par ses centrales et du prix auquel cette électricité est vendue. La production d'électricité dépend de la disponibilité des centrales pour fournir de l'énergie et de la demande d'électricité. Les centrales nucléaires et la plupart des centrales hydroélectriques sont utilisées principalement pour fournir la capacité de charge de base, puisque leurs coûts d'exploitation marginaux sont faibles. D'autres centrales hydroélectriques et à combustible fossile fournissent l'essentiel de la capacité intermédiaire et de pointe. OPG évalue la performance des centrales à l'aide de divers indicateurs de rendement clés, qui peuvent varier selon la technologie de production. OPG a inclus les deux indicateurs clés suivants dans la section intitulée Analyse des résultats d'exploitation.

- Facteur de capacité des unités nucléaires – la quantité d'énergie produite par les unités sur une période donnée, rajustée en fonction des pertes d'énergie 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.
- Taux d'arrêts forcés équivalents pour les centrales à combustible fossile et les centrales hydroélectriques – indice de la fiabilité du groupe électrogène obtenu en comparant la proportion de temps d'arrêt forcé du groupe électrogène, y compris tout déclassement forcé, avec la proportion de temps d'exploitation du groupe.

Secteur Commercialisation de l'énergie

Le secteur Commercialisation de l'énergie tire ses produits de différentes opérations physiques sur le marché de l'énergie et opérations financières auprès de gros consommateurs et de consommateurs moyens et d'intermédiaires comme des entreprises de service public, des courtiers, des courtiers-fournisseurs, des négociateurs et autres négociants et vendeurs au détail. OPG achète et vend de l'électricité par l'entremise du marché au comptant de la SIERÉ et des marchés interconnectés des autres provinces canadiennes et dans les régions du nord-est et du Midwest des États-Unis. La commercialisation de l'énergie comprend la négociation, la vente de produits de gestion de risque financier et la vente de produits et de services énergétiques destinés à répondre aux besoins des consommateurs en solutions énergétiques. 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 produits tirés du secteur Commercialisation de l'énergie à titre de gains ou de pertes.

Secteur non énergétique et autres

OPG tire ses produits autres qu'énergétiques en vertu d'une entente de location conclue avec Bruce Power qui vise les centrales nucléaires de Bruce. Ces produits comprennent des revenus de location, des intérêts créditeurs et les produits tirés de l'analyse et de la conception techniques, des services techniques et autres services. OPG tire également des produits de sa participation dans la coentreprise de Brighton Beach relativement à une convention de conversion énergétique entre Brighton Beach et Coral. De plus, les produits autres qu'énergétiques englobent les produits tirés de la vente d'isotopes au secteur médical et les locations immobilières.

Analyse des résultats d'exploitation

Secteur Production

(en millions de dollars)	2004	2003
Produits, déduction faite du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	4 483	4 790
Combustible	1 153	1 678
Marge brute	3 330	3 112
Exploitation, maintenance et administration		
Charges excluant la remise en service de Pickering A	2 259	2 072
Remise en service de Pickering A	271	258
Amortissement	669	496
Augmentation du passif pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires due à la désactualisation	453	430
Bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(313)	(238)
Impôt foncier et impôt sur le capital	88	98
(Perte) avant ce qui suit :	(97)	(4)
Restructuration	20	-
Dépréciation des actifs à long terme	-	576
(Perte) avant impôts sur les bénéfices	(117)	(580)

Produits

(en millions de dollars)	2004	2003
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des instruments de couverture	5 547	6 223
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	(1 154)	(1 510)
Divers	90	77
Total des produits tirés de la production	4 483	4 790

Les produits tirés de la production se sont élevés à 4 483 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, contre 4 790 millions de dollars en 2003, en baisse de 307 millions de dollars. Cette baisse est surtout attribuable à une diminution de la production d'électricité et à un fléchissement des prix de vente moyens de l'électricité.

Prix de l'électricité

Le prix de vente moyen d'OPG sur le marché au comptant en 2004 s'est établi à 5,3 ¢/kWh comparativement à 5,7 ¢/kWh en 2003. Compte tenu du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, le prix de vente moyen sur le marché au comptant en 2004 a été de 4,2 ¢/kWh comparativement à 4,4 ¢/kWh en 2003. Le prix de vente moyen d'OPG sur le marché au comptant pour 2004 a reculé en regard de l'exercice précédent en raison surtout de la présence d'autres sources de production à faible coût marginal et de l'incidence sur les prix d'un été plus froid, facteur partiellement contrebalancé par l'effet d'une augmentation de la demande en Ontario et des exportations accrues d'électricité.

OPG a comptabilisé un rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché de 1 154 millions de dollars en 2004 comparativement à 1 510 millions de dollars en 2003. Depuis le 1^{er} mai 2002, OPG est tenue, en vertu de sa licence de production émise par la CEO, de se conformer aux mesures d'atténuation de l'emprise sur le marché prescrites, qui comprennent 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 moyen horaire de l'électricité sur le marché au comptant sur 3,8 ¢ le kWh, pour le volume des ventes d'électricité assujetti au mécanisme de rabais. La SIERÉ a fait en sorte que le rabais soit répercuté sur les consommateurs. La quantité d'énergie produite par OPG qui a été assujettie au mécanisme de rabais a été d'environ 80 TWh annuellement.

L'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché sera remplacée à compter du 1^{er} avril 2005 par la mise en œuvre de prix réglementés pour la production d'OPG provenant d'actifs réglementés, assortis d'une limite de revenus pendant 13 mois sur 85 % de la production provenant d'actifs non réglementés, excluant la production de la centrale Lennox et les volumes liés aux contrats existants. Les variations du passif sont présentées à la note 16 afférente aux états financiers consolidés pour les exercices terminés les 31 décembre 2004 et 2003.

Volume

	2004	2003
Production d'électricité (TWh) :		
Nucléaire	42,3	37,7
Fossile	27,0	39,0
Hydroélectrique	35,7	32,4
Total de la production d'électricité	105,0	109,1

Les résultats d'OPG subissent l'incidence des variations de la demande résultant des fluctuations saisonnières des conditions climatiques. Au cours de l'exercice 2004, il y a eu 3 751 degrés-jours de chauffage¹ et 233 degrés-jours de réfrigération², contre respectivement 3 963 degrés-jours de chauffage et 317 degrés-jours de réfrigération en 2003. La moyenne de dix ans pour l'exercice est de 3 731 degrés-jours de chauffage et de 336 degrés-jours de réfrigération. Même si les températures ont été plus modérées en 2004 qu'en 2003, comme l'atteste la réduction du nombre de degrés-jours de chauffage et de réfrigération, la demande totale d'électricité a augmenté. Cette augmentation est due en partie à l'incidence sur la demande de la panne du 14 août 2003 qui a touché l'Ontario et le nord-est des États-Unis et à une hausse des exportations d'électricité en 2004.

Le volume des ventes d'électricité d'OPG en 2004 a été de 105,0 TWh comparativement à 109,1 TWh en 2003. La baisse de 4,1 TWh du volume est principalement attribuable à l'ajout en Ontario d'une capacité de production à faible coût marginal ne provenant pas d'OPG, qui a supplanté la production d'OPG à partir de combustible fossile à coût marginal plus élevé et aux interruptions non prévues à la centrale Nanticoke d'OPG durant la première moitié de 2004.

La production d'énergie nucléaire s'est accrue de 4,6 TWh en 2004 par rapport à 2003. Cet accroissement est en partie attribuable à une production plus élevée de 2,4 TWh à la centrale nucléaire Pickering A avec la remise en service de l'unité 4 en septembre 2003. De plus, la production aux centrales Darlington et Pickering B a augmenté de 2,2 TWh. Le rendement de la centrale Pickering B s'est amélioré par rapport à 2003 et la centrale Darlington a maintenu une bonne production en 2004. Aussi, en 2003, la production a été réduite à la centrale Darlington, en raison de l'arrêt réglementaire prévu pour revoir le confinement de la centrale, qui a lieu tous les six ans. Cet arrêt a touché les quatre unités de la centrale. De plus, au troisième trimestre de 2003, la production des centrales Darlington et Pickering B a subi l'incidence négative de la panne du 14 août 2003. La production hydroélectrique a monté de 3,3 TWh en 2004 par rapport à 2003 par suite d'une importante augmentation des niveaux d'eau.

La production à partir de combustible fossile a reculé de 12,0 TWh en 2004 par rapport à 2003, en raison d'une augmentation de la production d'énergie hydroélectrique et nucléaire, d'une production additionnelle d'électricité de base à faible coût marginal ne provenant pas d'OPG, d'une hausse des interruptions non prévues attribuables à des bris d'équipement non anticipés à la centrale Nanticoke et de conditions climatiques plus modérées. La fiabilité et le rendement de la centrale Nanticoke ont été ébranlés par les nombreux démarrages et arrêts nécessaires à son exploitation dans le marché actuel. Les unités de la centrale Nanticoke ont été soumises collectivement à 373 démarrages en 2004 contre 182 en 2003.

Les facteurs de capacité des unités pour les centrales nucléaires et les taux d'arrêts forcés équivalents pour les centrales à combustible fossile et hydroélectriques figurent dans le tableau qui suit :

	2004	2003
Facteur de capacité des unités (pour cent) ¹		
Darlington	88,2	82,9
Pickering A ²	75,7	70,3
Pickering B	69,8	69,0
Taux d'arrêts forcés équivalents (pour cent)		
Nanticoke	33,0	19,9
Centrales à combustible fossile, excluant Nanticoke	16,0	18,3
Centrales hydroélectriques	1,6	1,1

¹ Les facteurs de capacité, selon la définition de l'industrie, excluent les cas de non-disponibilité du réseau comme lors de la panne du 14 août 2003.

² OPG a terminé la remise en service de la première unité (unité 4) de la centrale Pickering A en septembre 2003.

Combustible

Les charges liées au combustible pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 se sont établies à 1 153 millions de dollars comparativement à 1 678 millions de dollars en 2003, en baisse de 525 millions de dollars. Cette baisse est principalement attribuable au changement de la composition de la production lié à une production accrue des centrales hydroélectriques et nucléaires d'OPG et à la diminution considérable de la production dans les centrales à combustible fossile. Des taux de change favorables en 2004 ont également contribué à la réduction des charges liées au combustible.

¹ Les degrés-jours de chauffage représentent le total des températures quotidiennes moyennes en dessous de la barre des 18 °C, mesurées à l'aéroport Pearson, à Toronto.

² Les degrés-jours de réfrigération représentent le total des températures quotidiennes moyennes au-dessus de la barre des 18 °C, mesurées à l'aéroport Pearson, à Toronto.

Depuis 2000, OPG constate des passifs pour crédits de réduction des émissions de gaz à effet de serre qu'elle impute aux charges liées au combustible, en fonction de la quantité d'émissions de CO₂ dépassant une limite cible volontaire. En 2003, en raison de l'engagement du gouvernement de fermer les centrales alimentées au charbon en 2007, ce qui éliminera les émissions de CO₂ des centrales au charbon, et de l'incertitude entourant le protocole de Kyoto, OPG a décidé d'appliquer son engagement environnemental volontaire sur la période de 2001 à 2010 plutôt que sur une période d'un an. Par conséquent, en 2004, OPG a décidé que l'engagement volontaire établi antérieurement n'était plus nécessaire. Les passifs s'y rapportant ont donc été éliminés, ce qui a entraîné une diminution des charges liées au combustible d'environ 30 millions de dollars.

Exploitation, maintenance et administration

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, excluant la remise en service de Pickering A, se sont établies à 2 259 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, contre 2 072 millions de dollars en 2003, soit une augmentation de 187 millions de dollars. Les charges liées aux régimes de retraite et aux autres avantages postérieurs à l'emploi se sont accrues de 137 millions de dollars par rapport à 2003, en raison surtout de variations dans les hypothèses économiques liées aux taux d'intérêt et aux taux d'inflation et aux résultats techniques relatifs aux autres avantages postérieurs à l'emploi. Dans la poursuite de son objectif visant à améliorer le rendement de ses actifs de production, OPG a engagé des ressources additionnelles pour ses centrales nucléaires dans un effort pour optimiser la disponibilité et la fiabilité d'exploitation de ces centrales. Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées aux travaux de maintenance et de réparation des centrales nucléaires se J18

sont accrues

de 111 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent. Les dépenses ont été consacrées à des travaux d'amélioration et de remise à neuf des centrales, aux exigences réglementaires et à des travaux visant à atténuer la détérioration de l'équipement. De plus, les salaires ont augmenté de 28 millions de dollars conformément aux conventions collectives conclues avec les syndicats.

En 2004, OPG s'est attachée à appliquer des mesures de réduction des coûts à l'échelle de l'entreprise, ce qui a grandement compensé d'autres augmentations nécessaires des charges d'exploitation.

Remise en service de Pickering A

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à l'initiative de remise en service de la centrale Pickering A ont été de 271 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, comparativement à 258 millions de dollars en 2003, soit une hausse de 13 millions de dollars. Les dépenses en 2004 ont porté principalement sur des activités de

planification, d'estimation, d'évaluation et de construction de l'unité 1. Les dépenses en 2003 étaient rattachées à des activités de construction et de déclassement de l'unité 4, qui a été remise en service en septembre 2003.

Amortissement

La dotation aux amortissements pour 2004 s'est établie à 669 millions de dollars comparativement à 496 millions de dollars en 2003, une augmentation de 173 millions de dollars. Cette augmentation de l'amortissement est surtout attribuable à une diminution des durées de vie utile estimatives des centrales au charbon découlant de l'engagement du gouvernement de fermer ces centrales d'ici la fin de 2007. De plus, la dotation aux amortissements a été plus élevée en raison d'une hausse de la valeur des actifs en service, y compris la remise en service de l'unité 4 à la centrale nucléaire Pickering A. L'amortissement devrait augmenter d'environ 500 millions de dollars entre 2004 et 2007, par rapport au montant qui aurait été constaté si les centrales au charbon étaient restées en service jusqu'à la fin de leurs durées de vie utile estimatives.

Parallèlement à la décision de procéder à la remise en service de l'unité 1 de la centrale Pickering A, et par suite de l'arrêt temporaire de l'unité 4 de Pickering A avant sa remise en service, OPG a prolongé, à des fins de calcul de l'amortissement, la durée de service résiduelle de l'unité 4 de Pickering A de cinq ans, soit de 2012 à 2017. Cette mesure réduit la dotation aux amortissements d'environ 20 millions de dollars par année.

Désactualisation

OPG constate la valeur actualisée de ses coûts futurs pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires comme un passif à long terme. Ce passif est analysé plus en détail à la note 8 afférente aux états financiers consolidés au 31 décembre 2004 et pour l'exercice terminé à cette date. La charge de désactualisation reflète le changement de la valeur actualisée de ce passif depuis la fin de la période précédente. Cette charge dépend de facteurs tels que des changements d'estimation du montant du passif futur pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires, des changements de taux d'actualisation utilisés pour déterminer la valeur actualisée, et l'augmentation de la valeur actualisée due au passage du temps.

En 2004, la charge de désactualisation a atteint 453 millions de dollars, en regard de 430 millions de dollars en 2003. L'augmentation de 23 millions de dollars en 2004 découle de la croissance du passif par rapport à l'exercice précédent, en raison de la hausse de la valeur actualisée du passif due au passage du temps.

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

Comme l'exige le Ontario Nuclear Funds Agreement («ONFA»), OPG gère des fonds de réserve distincts pour financer les coûts futurs de gestion du combustible nucléaire irradié produit par les centrales nucléaires d'OPG (le «Fonds pour combustible irradié») et pour financer les coûts de déclasserment de ces centrales, y compris la gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne à long terme (le «Fonds de déclasserment»). En vertu de l'ONFA, le Fonds pour combustible irradié et le Fonds de déclasserment (ensemble les «Fonds») sont séparés des autres actifs d'OPG. La Province détient une sûreté réelle sur les Fonds. Les obligations d'OPG ont trait aux centrales nucléaires Pickering et Darlington qui sont exploitées par OPG, ainsi qu'à la centrale nucléaire Bruce qu'OPG loue à Bruce Power.

OPG dépose des sommes dans les Fonds trimestriellement, conformément aux estimations de coûts approuvées et aux calendriers de versement. En 2004, OPG a versé 454 millions de dollars dans les Fonds. Les actifs des Fonds sont investis dans des titres à revenu fixe et des titres de capitaux propres, qui sont constatés en tant que placements à long terme et sont comptabilisés par OPG à la fraction non amortie du coût. Par conséquent, les gains et les pertes ne sont comptabilisés qu'à la vente du titre sous-jacent. Ainsi, il peut y avoir des gains et des pertes latents associés aux Fonds qu'OPG n'inscrit pas à son bilan. Le solde des Fonds, selon la méthode de l'amortissement du coût, était de 5 976 millions de dollars au 31 décembre 2004 comparativement à 5 228 millions de dollars au 31 décembre 2003.

En vertu de l'ONFA, l'obligation d'OPG à l'égard des frais relatifs au combustible irradié est plafonnée à 5,94 milliards de dollars, selon une valeur actualisée au 1^{er} avril 1999, en supposant qu'un nombre maximum de 2,23 millions de grappes de déchets de combustible irradié sont produites. OPG est responsable de tous les frais supplémentaires relatifs à la gestion des grappes de combustible en sus de 2,23 millions de grappes.

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG un rendement annuel dans le Fonds pour combustible irradié de 3,25 % plus la variation de l'indice des prix à la consommation de l'Ontario («rendement garanti»). OPG comptabilise le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié à titre de bénéfice tiré 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 comptabilise les placements dans les fonds distincts selon la méthode de l'amortissement du coût, 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 2004, le Fonds de déclasserment était entièrement capitalisé compte tenu de l'estimation des coûts d'achèvement des travaux de déclasserment aux termes de l'actuel plan de référence approuvé de l'ONFA (plan de référence de 1999). Le bénéfice constaté sur les investissements dans le Fonds de déclasserment serait limité de sorte que le solde du Fonds, à la fraction non amortie du coût, équivaldrait à l'estimation de coût du passif. Ces gains réalisés peuvent être constatés dans des périodes subséquentes, pourvu que le solde du Fonds ne dépasse pas l'estimation de coût. Au 31 décembre 2004, les gains nets latents dans le Fonds de déclasserment totalisaient près de 273 millions de dollars (actifs du Fonds de 3 858 millions de dollars à la fraction non amortie du coût et de 4 131 millions de dollars à la valeur marchande). Selon l'ONFA, en cas de surplus dans le Fonds de déclasserment de sorte que les passifs, aux termes de l'actuel plan de référence approuvé de l'ONFA, soient financés au moins à 120 %, OPG peut transférer jusqu'à 50 % de l'excédent sur 120 % à titre de contribution au Fonds pour combustible irradié, et la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario («SFIÉO») est en droit de recevoir une contribution d'un montant équivalent. Tout surfinancement du passif est payable à la Province au moment de la cessation du Fonds.

Le bénéfice sur les Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 a été de 313 millions de dollars comparativement à 238 millions de dollars pour l'exercice précédent, en hausse de 75 millions de dollars. Cette hausse est attribuable à une augmentation des actifs découlant des contributions et des conditions favorables sur les marchés financiers.

Secteur Commercialisation de l'énergie

OPG effectue des opérations essentiellement à court terme, d'une journée à un an, 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 et de services servant à répondre aux besoins des consommateurs en solutions énergétiques.

(en millions de dollars)	2004	2003
Produits, déduction faite des achats d'électricité	47	68
Exploitation, maintenance et administration	6	8
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	41	60

Produits

Les produits du secteur Commercialisation de l'énergie se sont établis à 47 millions de dollars en 2004, en regard de 68 millions de dollars en 2003. Le recul de 21 millions de dollars comparativement à l'exercice précédent est attribuable principalement à une baisse des opérations sur le marché de l'Ontario et aux variations de la juste valeur des positions ouvertes.

Les achats et les ventes interconnectés (y compris les livraisons du physique sous-jacent) et les gains et les pertes à la valeur marchande (réalisés et latents) sur les contrats d'échange d'électricité sont présentés au montant net dans les états des résultats consolidés. À leur montant brut, les produits et les achats d'électricité pour 2004 auraient augmenté de 170 millions de dollars (189 millions de dollars en 2003), ce qui n'aurait pas eu d'incidence sur le bénéfice net.

Secteur non énergétique et autres

(en millions de dollars)	2004	2003
Produits	388	320
Exploitation, maintenance et administration	58	55
Amortissement	96	107
Impôt foncier et impôt sur le capital	15	16
Perte sur les contrats d'options de tarifs transitoires	-	30
Bénéfice avant ce qui suit :	219	112
Autres produits	8	58
Intérêts débiteurs nets	189	144
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	38	26

Produits

Les produits du secteur non énergétique se sont établis à 388 millions de dollars en 2004 comparativement à 320 millions de dollars en 2003. La hausse de 68 millions de dollars en 2004 est surtout attribuable à une augmentation du loyer de Bruce Power avec le redémarrage de deux unités à la centrale nucléaire Bruce A, aux produits provenant de la participation de 50 % d'OPG dans la société en commandite Brighton Beach, qui est entrée en activité en juillet 2004, et à un accroissement des ventes d'isotopes.

Autres produits

Les autres produits ont totalisé 8 millions de dollars en 2004 comparativement à 58 millions de dollars en 2003. En 2004, les autres produits étaient liés à un règlement favorable du passif au titre des régimes de retraite, tandis qu'en 2003, OPG avait constaté un gain à la vente de placements à long terme.

Intérêts débiteurs nets

Les intérêts débiteurs nets en 2004 se sont élevés à 189 millions de dollars comparativement à 144 millions de dollars en 2003. L'accroissement de 45 millions de dollars en 2004 découle principalement d'une réduction de l'intérêt capitalisé sur la construction en cours attribuable surtout à la remise en service de l'unité 4 de la centrale nucléaire Pickering A, et d'une diminution des intérêts créditeurs découlant d'une baisse des soldes de trésorerie.

Impôts sur les bénéfices

Les impôts recouvrables en 2004 se sont établis à 80 millions de dollars comparativement à 3 millions de dollars en 2003. Le rapprochement entre les impôts recouvrables et le montant recouvrable fondé sur le taux d'imposition fédéral et provincial combiné prévu par la loi se présente comme suit :

(en millions de dollars)	2004	2003
(Perte) avant impôts sur les bénéfices	(38)	(494)
Taux d'imposition fédéral et provincial combiné prévu par la loi, y compris la surtaxe	36,1 %	36,6 %
Taux prévu par la loi appliqué au bénéfice comptable	(14)	(181)
Augmentation (diminution) des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants :		
Provision pour moins-value	(93)	93
Impôt des grandes sociétés en sus de la surtaxe	30	37
Rajustement relatif aux fluctuations des taux d'imposition futurs	-	30
Divers	(3)	18
	(66)	178
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	(80)	(3)

La différence entre les impôts recouvrables en 2004 et le montant recouvrable fondé sur les taux d'imposition prévus par la loi était surtout attribuable à la constatation d'économies fiscales en 2004 liées à la provision pour moins-value établie en 2003. L'effet de ces économies fiscales en 2004 a été contrebalancé partiellement par l'incidence de l'impôt des grandes sociétés, qui ne dépend pas du bénéfice.

Provision pour moins-value

Au quatrième trimestre de 2003, une imputation pour dépréciation de 576 millions de dollars a été constatée à des fins comptables afin de tenir compte de l'engagement du gouvernement de fermer les centrales au charbon bien avant la fin de leurs durées de vie utile estimatives. D'après le taux d'imposition prévu par la loi, le recouvrement éventuel d'impôts futurs se rapportant à l'imputation pour dépréciation aurait été de 196 millions de dollars.

Toutefois, compte tenu des pertes imposables consécutives de la Société, le montant du recouvrement d'impôts futurs qui pouvait être constaté était limité, en vertu des règles comptables, à 103 millions de dollars, soit le montant de certains passifs d'impôts futurs existants. Par conséquent, une provision pour moins-value de 93 millions de dollars a été établie en 2003 afin de reconnaître qu'il était plus probable qu'improbable que ce montant d'impôts futurs recouvrables ne serait pas réalisé.

Par suite de l'instauration de la réglementation tarifaire, la provision pour moins-value établie en 2003 n'était plus nécessaire en 2004. En vertu du traitement comptable propre aux activités à tarifs réglementés, OPG

comptabilisera des impôts sur les bénéfices pour ses activités réglementées selon la méthode des impôts exigibles et ne comptabilisera pas d'actifs ni de passifs d'impôts futurs pour ces activités. Par conséquent, en passant à la réglementation tarifaire en avril 2005, OPG résorbera les actifs et les passifs d'impôts futurs liés aux activités réglementées. Ainsi, les activités non réglementées afficheront une obligation fiscale importante au titre des impôts futurs. Cette obligation fiscale prévue a permis à OPG de constater en 2004 l'économie fiscale restante de 93 millions de dollars associée à la dépréciation des centrales au charbon de 2003.

États des flux de trésorerie

(millions de dollars)	2004	2003	Explication
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	286	624	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	226	97	Hausse des flux de trésorerie attribuable à une baisse des paiements relatifs au rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché de 549 millions de dollars et à une augmentation du bénéfice avant dotation aux amortissements et autres éléments hors caisse de 291 millions de dollars, facteurs partiellement contrebalancés par d'autres variations des soldes hors caisse du fonds de roulement de 573 millions de dollars et la réception du produit en 2003 de 225 millions de dollars de l'effet à recevoir de Bruce Power.
Activités d'investissement	(543)	(283)	Les activités d'investissement en 2003 ont été réduites du produit de 300 millions de dollars provenant de la titrisation de créances.
Activités de financement	33	(152)	En 2004, il y a eu une émission nette d'effets à court terme, comparativement à un remboursement net d'effets à court terme en 2003.
(Diminution) nette	(284)	(338)	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	2	286	

Situation de trésorerie et sources de financement

OPG est une entreprise hautement capitalistique, 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 et maintenir et améliorer le service, la fiabilité, la sécurité et la protection de l'environnement. De plus, des fonds sont également requis pour d'autres sorties de fonds importantes, dont le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, les obligations de financement annuelles en vertu de l'ONFA, la capitalisation des régimes de retraite et les effets à payer à la SFIÉO.

Les dépenses en capital ont été de 561 millions de dollars en 2004, contre 643 millions de dollars en 2003. Le recul par rapport à 2003 est principalement attribuable

à l'achèvement des travaux d'installation de matériel de réduction catalytique sélective aux centrales à combustible fossile Nanticoke et Lambton au quatrième trimestre de 2003. Les dépenses en capital prévues d'OPG pour 2005 sont d'environ 600 millions de dollars. De nouveaux projets d'approvisionnement éventuels nécessiteraient des sommes additionnelles, s'ils étaient approuvés. Le montant des dépenses pourrait varier considérablement, selon le rôle futur d'OPG dans le marché de l'électricité de l'Ontario.

OPG a versé des cotisations de 154 millions de dollars au régime de retraite durant l'exercice terminé le 31 décembre 2004, comparativement à des cotisations de 153 millions de dollars pour l'exercice précédent. Selon une capitalisation fondée sur la continuité d'exploitation, les actifs étant présentés à la valeur marchande, OPG

estime que le déficit au titre de la caisse de retraite s'élevait à 1,5 milliard de dollars au 31 décembre 2004 (1,3 milliard de dollars en 2003). Ces estimations peuvent varier considérablement compte tenu des variations du taux d'actualisation et d'autres hypothèses actuarielles. La différence entre ce déficit et l'actif reporté des régimes de retraite qui figure au bilan est le résultat des pertes non amorties et des coûts non amortis au titre des services passés et de différentes hypothèses économiques utilisées pour la comptabilisation du régime de retraite agréé.

Comme l'exige l'ONFA, qui est entré en vigueur en juillet 2003, OPG a versé 454 millions de dollars aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires en 2004, comparativement à 453 millions de dollars en 2003.

OPG n'a pas versé de dividendes à la Province en 2004 comparativement à un versement de dividendes de 17 millions de dollars en 2003. Les dividendes peuvent être déclarés et payés de façon à obtenir un taux de distribution de 35 % du bénéfice net annuel, sous réserve de l'approbation du conseil d'administration.

Les obligations contractuelles et les autres engagements commerciaux d'OPG au 31 décembre 2004 sont décrits à la note 13 afférente aux états financiers consolidés au 31 décembre 2004 et pour l'exercice terminé à cette date.

En mai 2004, OPG a renouvelé sa facilité de crédit bancaire consentie à court terme renouvelable de 1 000 millions de dollars auprès de son groupe prêteur pour un autre terme de 364 jours. Les effets émis en vertu du programme de papier commercial d'OPG sont garantis par la facilité de crédit bancaire. Au 31 décembre 2004, OPG avait des emprunts de 26 millions de dollars impayés en vertu de ce programme de papier commercial (néant au 31 décembre 2003). Au 31 décembre 2004, OPG n'avait aucun autre emprunt impayé en vertu de cette facilité.

De plus, OPG détient des facilités de trésorerie non consenties à court terme de 26 millions de dollars (28 millions de dollars au 31 décembre 2003) ainsi que des facilités de crédit non consenties à court terme de 200 millions de dollars (173 millions de dollars au 31 décembre 2003) sous forme de lettres de crédit. OPG est tenue de fournir les lettres de crédit comme garantie aux sociétés de distribution locale, comme le stipule le code de règlement au détail de la CEO, et de soutenir le régime de retraite complémentaire. Au 31 décembre 2004, environ 155 millions de dollars (125 millions de dollars au 31 décembre 2003) de lettres de crédit avaient été émises à titre de sûreté auprès des sociétés de distribution locale et pour soutenir le régime de retraite complémentaire.

OPG a effectué des paiements au titre des rabais associés à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché de 1 124 millions de dollars en 2004 et de 1 673 millions de dollars en 2003. Depuis l'ouverture du marché de l'Ontario à la concurrence le 1^{er} mai 2002, OPG a payé des rabais totalisant 3 132 millions de dollars au 31 décembre 2004, ce qui a eu une incidence défavorable importante sur les besoins de financement et la situation de trésorerie d'OPG.

En décembre 2004, la Société a conclu une entente avec la SFIÉO afin de reporter le paiement sur un montant de capital de 500 millions de dollars des effets de premier rang venant à échéance en 2005 et d'en prolonger le terme de cinq ans. Les taux d'intérêt demeurent inchangés. Les effets reportés et les nouvelles dates d'échéance se présentent comme suit :

Capital des effets de premier rang	Échéance avant le report	Nouvelle échéance
(en millions de dollars)		
100	mars 2005	mars 2010
150	mars 2005	mars 2010
100	septembre 2005	septembre 2010
150	septembre 2005	septembre 2010

La Société a également conclu, en décembre 2004, une entente avec la SFIÉO afin de régler, au moyen d'un effet de premier rang additionnel de 95 millions de dollars venant à échéance en 2010, ses intérêts à payer de 95 millions de dollars exigibles en mars 2005 liés à la dette de 3,2 milliards de dollars due à la SFIÉO. De plus, la SFIÉO a convenu que le paiement des intérêts de 98 millions de dollars exigibles en septembre 2005 se fera au moyen d'un effet de premier rang additionnel de 98 millions de dollars. OPG continue d'examiner ses besoins de financement avec la Province relativement à ses activités courantes, en tenant compte des règlements récemment annoncés en ce qui concerne la réglementation tarifaire, et pour ce qui est du financement des dépenses de projets d'expansion hydroélectrique approuvés.

En mars 2005, la Société a conclu une entente avec la SFIÉO afin d'obtenir un financement additionnel d'un montant pouvant atteindre 600 millions de dollars.

Au 31 décembre 2004, la notation à long terme accordée à OPG par Standard & Poor's et par Dominion Bond Rating Service s'établissait respectivement à BBB+ et A (faible). Le maintien d'une notation de première qualité est essentiel pour la liquidité de l'entreprise et l'accès futur aux marchés financiers, ainsi que pour faciliter les activités de vente et de négociation des produits financiers et énergétiques.

Conventions et estimations comptables critiques

Les conventions comptables importantes d'OPG, y compris l'incidence de prises de position comptables futures, sont décrites à la note 3 afférente aux états financiers consolidés au 31 décembre 2004 et pour l'exercice terminé à cette date. Certaines de ces conventions sont qualifiées de critiques d'après les jugements et les estimations subjectifs et complexes entourant des questions de nature incertaine. Si les conditions ou les hypothèses étaient différentes, les résultats présentés pourraient varier considérablement. 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 en cas de conditions et d'estimations différentes, et l'incidence des modifications de certaines conditions ou hypothèses sont décrites ci-après.

Dépréciation des centrales de production et autres immobilisations

OPG exerce ses activités dans un secteur fortement capitalistique et a besoin d'investir considérablement dans les immobilisations corporelles. Au 31 décembre 2004, la valeur comptable nette des immobilisations corporelles d'OPG s'élevait à 11 940 millions de dollars.

Les immobilisations corporelles sont soumises à un test de recouvrement 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 aux valeurs comptables, une dépréciation est constatée, laquelle correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur, ou aux 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, la demande d'électricité et l'approvisionnement en 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. Le montant des flux de trésorerie nets futurs qu'OPG prévoit réaliser relativement à ses immobilisations corporelles pourrait être considérablement différent des valeurs comptables nettes inscrites dans les états financiers consolidés d'OPG.

Centrale Lennox

Dans le cadre de la demande d'information / demande de propositions relative à des projets de production de 2 500 MW d'énergie propre et de gestion de la demande lancée en septembre 2004, les nouveaux producteurs d'électricité seront autorisés à recouvrer les coûts fixes et un taux de rendement de l'investissement au moyen d'ententes contractuelles. Une nouvelle loi a été adoptée en décembre 2004 et prévoit l'achat d'électricité par contrat par l'Office de l'électricité de l'Ontario («OEO»). Par conséquent, les nouveaux producteurs devraient recouvrer les coûts fixes grâce à des ententes contractuelles avec l'OEO, réduisant ainsi les prix anticipés dans le marché de l'électricité de gros, puisque les nouveaux producteurs n'auront besoin de recouvrer de ce marché que les coûts liés au combustible et aux autres coûts variables. En tant que centrale à coûts variables relativement élevés, la centrale Lennox ne pourra pas recouvrer ses coûts fixes et variables du marché de gros dans l'avenir. C'est pourquoi OPG a tenu des discussions

avec la Province qui devraient, selon elle, donner lieu à une entente prévoyant le recouvrement de ses coûts fixes et variables. Si une décision était prise par la suite de ne pas conclure une telle entente, OPG sera alors tenue de constater une perte de valeur jusqu'à concurrence de la valeur comptable de 205 millions de dollars de la centrale et d'évaluer la possibilité de constituer des provisions pour des pertes additionnelles.

Centrale nucléaire Pickering A

OPG prévoit prendre une décision au deuxième trimestre de 2005 concernant la remise en service des unités 2 et 3. La valeur comptable nette des unités 2 et 3 s'établissait à 61 millions de dollars au 31 décembre 2004 et à 64 millions de dollars au 31 décembre 2003. S'il était décidé que les unités 2 et 3 ne seront pas remises en service, une dépréciation équivalant à la valeur comptable nette de ces unités serait constatée. Dans un tel cas, OPG devrait également évaluer l'éventualité de charges additionnelles.

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 pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires, ainsi que des coûts pour enlèvement d'immobilisations non nucléaires découlant du déclassement des centrales à combustible fossile. Les passifs liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié comprennent 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. Les changements apportés aux passifs nucléaires en raison de nouvelles hypothèses ou estimations influant sur le montant des flux de trésorerie non actualisés estimatifs à l'origine sont enregistrés à titre de rajustement des passifs, le changement correspondant apporté au coût lié à la mise hors service étant capitalisé dans la valeur comptable de l'actif à long terme.

Les estimations des coûts liés à l'enlèvement des 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 sous-jacentes à plusieurs facteurs techniques et opérationnels utilisées dans le calcul des charges à payer 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.

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 de la direction servant à calculer les montants.

Convention comptable

En vertu des principes comptables généralement reconnus du Canada, les résultats réels qui diffèrent des hypothèses utilisées, de même que les rajustements 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.

Selon la convention de comptabilisation des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi d'OPG, certains gains et certaines pertes actuariels n'ont pas été passés en charges et ne sont donc pas pris en compte dans les obligations en vertu des régimes de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi d'OPG pour les raisons suivantes :

- 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 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 cumulatif 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 résiduelle moyenne d'activité prévue.

De plus, 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 sur des périodes futures et influent donc sur les charges constatées et l'obligation enregistrée au cours des périodes futures.

Au 31 décembre 2004, la perte actuarielle nette non amortie et les coûts non amortis des prestations au titre des services passés pour les régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi s'élevaient à 1 604 millions de dollars (1 411 millions de dollars en 2003). La perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis aux 31 décembre 2004 et 2003 s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	Régime de retraite agréé		Régime de retraite complémentaire		Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Perte actuarielle nette non encore amortie en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	476	890	–	–	–	–
Perte actuarielle nette non amortie en raison de l'utilisation du corridor	536	34	14	10	150	131
Perte actuarielle nette qui sera amortie au cours du prochain exercice	–	–	14	–	272	182
Perte actuarielle nette non amortie	1 012	924	28	10	422	313
Coûts des services passés non amortis	119	137	5	6	18	21

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 servant à mesurer les obligations de la Société au titre des 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.

Une variation de ces hypothèses, toutes les autres hypothèses demeurant constantes, aurait l'incidence suivante sur les coûts de 2004, excluant les composantes liées à l'amortissement :

	Régime de retraite enregistré	Régime de retraite complémentaire	Autres avantages postérieurs à l'emploi
(en millions de dollars)			
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(18)	s.o.	s.o.
Diminution de 0,25 %	18	s.o.	s.o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(10)	(1)	(2)
Diminution de 0,25 %	10	1	2
Inflation			
Augmentation de 0,25 %	29	1	s.o.
Diminution de 0,25 %	(27)	(1)	s.o.
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	8	2	–
Diminution de 0,25 %	(7)	(2)	–
Tendance des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s.o.	s.o.	21
Diminution de 1 %	s.o.	s.o.	(19)

s.o. – changement d'hypothèse non applicable

Impôts sur les bénéfiques

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 bénéfiques 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 diverses 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* est relativement nouvelle et, mis à part les règlements, n'a pas d'autre mécanisme d'interprétation. OPG a donc dû prendre certaines positions en matière de déclaration de revenus pour calculer le montant de la charge fiscale. Ces positions pourraient être contestées au moment de la vérification, et même refusées, et donner lieu à une augmentation importante de la charge fiscale d'OPG au moment d'une nouvelle évaluation. Bien que la direction estime que sa charge fiscale est adéquate, étant donné l'information actuellement disponible, il subsiste une certaine incertitude étant donné que la loi a été adoptée récemment.

En ce qui concerne la charge d'impôts futurs, conformément aux PCGR du Canada, OPG utilise la méthode du report variable et constate une charge

d'impôts futurs pour les écarts temporaires liés à l'impôt sur les bénéfiques. Le processus comprend une estimation du passif fiscal 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. De plus, OPG doit évaluer si les actifs d'impôts futurs peuvent être réalisés et, dans la mesure où ce 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.

Étant donné ce qui précède, des actifs d'impôts futurs de 3 462 millions de dollars ont été inscrits au bilan consolidé au 31 décembre 2004. Ces impôts futurs sont constitués principalement de provisions pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires et de reports prospectifs de pertes autres que des pertes en capital. La Société est d'avis que le bénéfice imposable et les gains en capital seront suffisants pour permettre l'utilisation des déductions et des reports prospectifs.

Des passifs d'impôts futurs de 3 573 millions de dollars étaient inscrits au bilan consolidé au 31 décembre 2004. Le fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires et le calendrier des déductions associées aux immobilisations sont des composantes importantes des passifs d'impôts futurs.

Gestion des risques

Le portefeuille d'actifs de production et les activités de commerce d'électricité et de commercialisation d'OPG sont exposés à des risques inhérents, dont 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 intégré de gestion des risques à l'échelle de l'entreprise pour la gouvernance, l'identification, l'évaluation, la surveillance et la présentation 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 à l'échelle de l'entreprise 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 tous les trimestres par le responsable de la gestion des risques au comité de vérification et de gestion des risques. Les processus axés sur le risque sont intégrés aux plans stratégiques et financiers afin d'assurer la viabilité de la Société et l'atteinte de ses objectifs.

Bien qu'OPG estime que ses stratégies de gestion des risques sont 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. Notamment, la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* et les règlements connexes, l'imposition d'une limite de revenus sur les actifs non réglementés, excluant la centrale Lennox, et les volumes liés aux contrats existants, et d'autres changements futurs dans le marché de l'électricité de l'Ontario et dans le rôle qu'OPG y joue pourraient avoir une incidence importante sur OPG.

Classification des risques

Aux fins de suivi et de communication de l'information sur les risques, la Société utilise les trois grands types de risques suivants :

- Le risque financier englobe les risques de perte financière causée par des facteurs externes, y compris les risques liés aux cours et à la volatilité du marché, les risques de crédit, les risques de change, les risques de taux d'intérêt, les risques d'illiquidité et d'autres facteurs.
- Le risque opérationnel concerne les risques de perte directe ou indirecte découlant d'événements externes ou de processus internes, de personnel, de l'équipement ou de systèmes défectueux ou inadéquats. On y retrouve notamment les risques liés à la fiabilité de production, à l'approvisionnement et à la disponibilité du combustible, à la sécurité, aux processus de gestion et à l'interruption des activités, les risques liés aux ressources humaines et les risques liés aux technologies de l'information.

- Le risque stratégique est le risque que des événements ou des conditions 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 néfastes ou à des règlements existants onéreux, les risques découlant de conditions économiques imprévues, le risque de perte financière ou d'atteinte à la réputation résultant d'actions politiques imprévues, et les risques liés à la planification de la relève.

Outils de gestion des risques

Dans le cadre de la surveillance et de la gestion des risques, outre les indicateurs qualitatifs provenant des vérifications, des examens et des autoévaluations internes axés sur les risques, OPG emploie des outils et des systèmes de mesure quantitatifs. La Société évalue continuellement la pertinence et la fiabilité des outils et des systèmes de mesure quantitatifs à la lumière de l'évolution du contexte du risque. Certains des outils et des systèmes de mesure quantitatifs dont OPG se sert actuellement pour mesurer, gérer et présenter le risque sont décrits ci-après :

- Des autoévaluations des risques des unités économiques sont menées tous les ans à l'échelle de l'entreprise et mises à jour tous les trimestres. À partir de critères standard d'évaluation de la probabilité et des conséquences d'événements à risque, les unités économiques d'OPG évaluent les risques liés à leurs processus, à leurs activités et à leurs projets. L'information ainsi obtenue aide les unités économiques à élaborer des plans d'atténuation des risques et, au chapitre de l'affectation de capitaux, à prendre des décisions d'après le risque.
- L'analyse de la valeur à risque sert à mesurer et à gérer les risques de marché dans le portefeuille de commerce d'électricité d'OPG. Cette méthode permet d'obtenir une mesure quantitative particulière aux risques de marché dans des conditions de marché normales. 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.
- Les tests de tension aident à déterminer les effets des évolutions potentiellement extrêmes du marché sur les valeurs marchandes des positions de commerce et de vente d'électricité. Ces tests servent à déterminer le montant de capital économique qu'OPG doit affecter pour couvrir le risque de marché dans des conditions de marché extrêmes.
- Le capital économique représente une mesure du montant de capitaux propres nécessaire à une date donnée pour absorber les pertes non prévues résultant de risques à cette date. Actuellement, OPG calcule le capital économique pour ses activités de commercialisation de l'énergie.

Risque financier

Risque sur marchandises

Le risque sur marchandises est le risque que les variations du prix sur le marché de l'électricité ou des combustibles utilisés pour produire l'électricité aient 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 engagée dans les marchés des marchandises pertinents permet de le faire de manière justifiée sur le plan économique. Afin de gérer le risque lié aux matières premières, OPG a un programme de couverture relativement au combustible. Outre les contrats à prix fixes pour les combustibles fossiles et nucléaires, OPG utilise régulièrement des instruments dérivés pour réduire le risque associé au prix du combustible.

Compte tenu de l'adoption récente de la nouvelle loi pour le marché de l'électricité de l'Ontario et OPG, le volume de production d'électricité prévu qu'OPG

avait antérieurement couvert par des engagements réglementaires et des opérations à terme visant l'électricité a changé considérablement. L'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché a été remplacée par un prix réglementé pour les centrales hydroélectriques et nucléaires de base. De plus, 85 % de la production d'électricité d'OPG non réglementée restante, excluant la production de la centrale Lennox et les volumes liés aux contrats existants, font l'objet d'une limite de revenus de 47,00 \$/MWh, en vigueur du 1^{er} avril 2005 au 30 avril 2006. OPG évalue sa stratégie de gestion des risques en tenant compte des récents changements réglementaires.

Les pourcentages de production prévue d'OPG, les exigences en matière d'émissions et les besoins de combustible couverts sont présentés ci-dessous. Le pourcentage des besoins de combustible couverts se fonde sur une prévision de la quantité de combustible qui serait brûlé pour produire de l'électricité dans le marché au comptant en temps réel.

	2005	2006	2007
Production estimative couverte ¹	89 %	70 %	58 %
Besoins de combustible estimatifs couverts ²	93 %	85 %	77 %
Exigences en matière d'émissions d'oxyde d'azote estimatives couvertes ³	100 %	88 %	63 %
Exigences en matière d'émissions d'anhydride sulfureux estimatives couvertes ³	100 %	100 %	100 %

¹ Représente la tranche de la production future en mégawattheures, y compris les achats d'électricité, pour laquelle la Société détient des engagements et des contrats de vente y compris les obligations se rapportant aux contrats d'options de tarifs transitoires et au rabais associé à l'atténuation de l'emprise sur le marché ou un prix réglementé pour la production hydroélectrique et nucléaire de base et une limite de revenus pour les actifs non prescrits.

² Représentent la tranche approximative de la production prévue en mégawattheures (et l'objectif de stocks de fin d'exercice pour le combustible fossile) de tous les types d'installations (fossile, nucléaire ou hydroélectrique) pour laquelle OPG a conclu des ententes ou des obligations contractuelles pour garantir le niveau de disponibilité attendu ou le prix du combustible ou encore les services connexes. Le combustible excédentaire en stock à 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 du combustible pour les installations hydroélectriques sont de 100 %. Le pourcentage couvert par type de combustible varie considérablement, ce qui signifie qu'un changement de circonstances pourrait avoir une incidence importante sur la situation globale d'OPG.

³ Représentent la tranche approximative de la production d'origine fossile prévue en mégawattheures pour laquelle OPG a acheté, affecté ou 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.

Les positions ouvertes sont mesurées par rapport aux limites de la valeur à risque (VaR). L'utilisation de la VaR a été entre 0,4 million et 2,2 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, alors qu'elle était entre 0,2 million et 1,6 million de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003. L'utilisation de la VaR respecte la tolérance au risque de la Société et les limites de la VaR approuvées.

La liquidité engagée continue d'être limitée en Ontario et sur les marchés interconnectés en raison de principes fondamentaux du marché de l'énergie élargis. De plus, la limite de revenus de 47,00 \$/MWh limitera le risque du client face aux prix du marché au comptant de l'électricité et limitera encore davantage la liquidité engagée dans la période allant jusqu'au 30 avril 2006. La liquidité limitée continue de restreindre les occasions de couverture et d'optimisation du portefeuille.

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. Les produits d'exploitation d'OPG proviennent de diverses sources, dont la vente de produits énergétiques et la vente à des tiers de produits de gestion du risque financier. Toutefois, la majeure partie des produits d'exploitation d'OPG provient des ventes sur le marché au comptant administré par la SIERÉ.

Le risque de crédit pour la SIERÉ fluctue en fonction des prix sur le marché au comptant et du volume produit, et diminue chaque mois au moment du règlement des comptes. Le risque de crédit pour la SIERÉ a atteint un sommet de 901 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 et de 1 134 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003.

La direction d'OPG estime que ce risque pour la SIERÉ est acceptable en raison de son rôle de premier plan sur le marché ontarien. La SIERÉ gère son propre risque de crédit et sa capacité de payer les producteurs en ordonnant que les intervenants du marché au comptant respectent ses normes de solvabilité et de garantie. De plus, en cas d'inexécution de la part d'un participant de la SIERÉ, chaque intervenant du marché partage au prorata son exposition au risque. Compte tenu de la position d'OPG dans le marché, la Société assumerait environ 35 % du risque, du reste de la garantie et du recouvrement.

OPG surveille également et rend compte de son risque de crédit avec des contreparties. La direction d'OPG estime qu'il s'agit de limites acceptables et n'anticipe pas d'incidence importante sur ses résultats d'exploitation ou ses flux de trésorerie en cas de non-exécution éventuelle.

Le tableau suivant donne des informations sur le risque de crédit associé aux activités de vente et de commerce d'électricité au 31 décembre 2004 :

Notation ¹	Nombre de contreparties ²	Risque éventuel pour les contreparties les plus importantes		
		Risque éventuel ³	Nombre de contreparties	Risque de contrepartie
		(en millions de dollars)		(en millions de dollars)
De AAA à AA-	45	16	–	–
De A+ à A-	48	77	4	50
De BBB+ à BBB-	85	67	1	10
De BB+ à BB-	29	100	5	89
Sous BB-	29	2	–	–
Sous-total	236	262	10	149
SIERÉ	1	514	1	514
Total	237	776	11	663

¹ Les notations sont le résultat de l'analyse interne d'OPG, qui s'appuie sur les analyses des agences de notation externes dans la mesure du possible et sur les garanties et les lettres de crédit ou autres sûretés fournies.

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

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

Pour toutes les contreparties, les contrats d'OPG permettent la gestion active des garanties pour réduire le risque de crédit. Aux termes d'un contrat, une contrepartie peut verser des garanties de bonne exécution au-delà du seuil établi. OPG peut employer de telles garanties par suite de modifications de prix du marché ou lorsque surviennent des événements en rapport avec le crédit. Les seuils désignent les limites de crédit établies conformément à la politique de l'entreprise en matière de crédit. L'incapacité de verser des garanties est une cause suffisante pour mettre fin à un contrat et liquider toutes les positions.

Risque d'illiquidité

OPG exerce ses activités dans un secteur capitalistique. Elle a besoin d'importantes ressources financières pour financer des projets d'amélioration et de maintenance des centrales, et assumer les dépenses nécessaires pour se conformer aux exigences environnementales ou aux autres exigences réglementaires. De plus, la Société a d'autres dépenses importantes comme les paiements relatifs au rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, 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 grands facteurs : les opérations libellées en dollars américains (\$ US) comme l'achat de combustible fossile et l'influence des prix des marchandises libellées en \$ US sur les prix de marché au comptant de l'électricité en Ontario, qui ont une incidence sur les produits d'exploitation d'OPG. La force et la direction du risque face au \$ US provenant des activités d'OPG subissent l'incidence de la fiabilité de la production et de la volatilité des prix des marchandises libellées en \$ US. OPG gère actuellement son risque au moyen de contrats à terme et d'autres produits dérivés pour couvrir périodiquement des parties de ses risques anticipés face au \$ US en conformité avec les politiques de gestion du risque approuvées.

OPG présente un risque de taux d'intérêt sur ses programmes d'emprunt et de placement à court terme. La plus grande partie de sa dette est à long terme. Le risque de taux d'intérêt découle du besoin de financement et de l'ajout possible d'une dette à taux variable. Il peut être couvert à l'aide d'instruments financiers. La gestion des risques s'effectue par un éventail d'activités de couverture, en conformité avec les politiques de gestion du risque de la Société.

Risque opérationnel

OPG repère et évalue les risques opérationnels au moyen d'un processus d'autoévaluation du risque. En effet, outre l'identification et l'évaluation des risques opérationnels, des autoévaluations sont utilisées pour élaborer des plans d'atténuation des risques et fournir de l'information pour la planification commerciale et les décisions visant l'affectation de capitaux. Les unités économiques sont chargées de procéder à une autoévaluation des risques et de mettre en œuvre un cadre d'atténuation des risques selon les normes de l'entreprise.

Les principaux risques opérationnels d'OPG relevés comprennent le risque lié à la disponibilité de la production et le risque lié au processus de gestion de projets en ce qui a trait à la remise à neuf de la centrale nucléaire Pickering A.

Risque lié à la production

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. Pour atténuer la volatilité du bénéfice attribuable au risque de production, OPG conclut de multiples ententes d'approvisionnement en combustible à court et à long terme et des ententes d'utilisation de l'eau à long terme; elle gère des stocks de combustible et applique les pratiques de l'industrie en matière de calendrier de maintenance et d'interruption. De plus, OPG s'assure que les exigences réglementaires sont respectées, surtout en ce qui a trait aux licences de ses installations nucléaires, et gère les contraintes environnementales liées à la production à l'aide de programmes comme les crédits de réduction des émissions.

OPG est exposée à un important risque technologique découlant du vieillissement de son parc nucléaire. Les risques technologiques pouvant avoir d'importantes répercussions sur la capacité de production ou la durée de vie utile des immobilisations ne sont pas entièrement prévisibles, et OPG tente de repérer et d'atténuer ce type de risque au moyen d'examen et d'évaluations continus de la direction, de vérifications internes et de l'expérience des centrales nucléaires dans le monde entier.

OPG a entrepris un programme permanent de gestion du cycle de vie afin d'évaluer l'état des principales composantes de ses installations nucléaires, y compris les générateurs de vapeur, les canaux de combustible et les conduites d'alimentation, et de s'occuper des mécanismes de dégradation active associés à ces importantes composantes. Les prédictions actuelles en ce qui concerne la fin de la durée de vie utile des installations se fondent sur les prédictions relatives à la fin de la durée de vie utile des canaux de combustible.

L'amincissement des conduites d'alimentation survient à des degrés divers dans tous les réacteurs d'OPG. Cette situation est plus grave à la centrale Darlington, mais elle touche également les centrales Pickering A et B, dans une moindre mesure. Si l'amincissement se poursuit, cette situation peut nécessiter le remplacement d'un nombre important de conduites d'alimentation avant la fin de la durée de vie utile prévue. OPG est en train de mettre au point des options d'atténuation qui pourraient prolonger la durée de vie utile des conduites, réduire le taux d'amincissement et améliorer la capacité de remplacer les conduites.

Des fissures ont été constatées dans les conduites d'alimentation de deux centrales CANDU situées à l'extérieur de l'Ontario. Les parties touchées des conduites ont été remplacées et les unités ont été remises en service. OPG n'a pu constater de fissuration dans les conduites d'alimentation de ses installations nucléaires, mais elle effectue des inspections pendant les arrêts réguliers prévus. L'étendue de ces inspections s'est accrue par suite de ces événements externes afin d'apaiser les craintes que le risque de fissures pourrait s'accroître dans les unités d'OPG. OPG participe également à des travaux de recherche et de développement avec d'autres opérateurs de CANDU afin d'établir les mécanismes de dégradation.

À la fin de 2004, par suite des activités d'inspection des générateurs de vapeur, OPG a constaté l'existence d'un nouveau mécanisme de dégradation sur un des générateurs de vapeur de la centrale Pickering A. Ce mécanisme, qu'on appelle attaque intergranulaire, n'a pas été constaté auparavant dans les réacteurs détenus et exploités par OPG, mais a été constaté dans d'autres réacteurs. Conjugué à d'autres mécanismes de dégradation, ce mécanisme peut avoir une incidence sur la vie du générateur de vapeur. La portée des inspections à venir sur les générateurs de vapeur de Pickering A a été élargie afin de déterminer l'étendue de ce mécanisme de dégradation.

OPG détient une assurance responsabilité civile générale, une assurance sur les biens et une assurance contre l'arrêt des activités comportant des franchises. L'existence d'un événement important qui n'est pas complètement assuré ou qui ne fait pas l'objet d'une indemnisation, ou le défaut d'une partie de s'acquitter de ses obligations en matière d'indemnisation, pourrait avoir une incidence importante et défavorable sur les résultats d'exploitation consolidés et la situation financière d'OPG.

Risque lié à l'environnement

OPG engage des dépenses en capital et des frais d'exploitation considérables pour se conformer aux lois environnementales. Les exigences réglementaires ont trait aux rejets dans l'environnement; au traitement, à l'utilisation, au stockage, au transport, à l'élimination et au nettoyage des matières dangereuses, y compris les déchets; et au déclassement des installations de production à la fin de leur vie utile.

La politique de développement énergétique durable d'OPG l'engage à satisfaire à toutes les exigences législatives applicables et aux engagements environnementaux, à intégrer les facteurs environnementaux à la planification commerciale et à la prise de décision et à appliquer le principe de précaution en évaluant les risques pour la santé et l'environnement. Cette politique engage aussi OPG à gérer des systèmes complets 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 la sécurité nucléaire. OPG a élaboré et mis en œuvre des programmes internes de surveillance, d'évaluation et d'information afin de gérer les risques environnementaux, tels que les émissions atmosphériques et les émissions dans l'eau, les rejets, les déversements, les émissions radioactives et les déchets radioactifs. OPG continue également de s'occuper de la contamination historique des sols dans le cadre de son programme volontaire d'évaluation et de décontamination des sols.

OPG gère ses émissions d'anhydride sulfureux (SO₂) et d'oxyde d'azote (NO_x) notamment grâce à l'installation d'équipement écologique spécialisé comme les épurateurs qui réduisent les émissions de SO₂, les brûleurs à faible émission de NO_x et l'équipement à réduction catalytique sélective qui abaisse les émissions de NO_x, ainsi qu'à l'achat de combustible faible en soufre. OPG participe aussi à un programme réglementaire de réduction des émissions afin de maintenir le niveau des émissions de monoxyde d'azote dans les limites réglementaires.

Le protocole de Kyoto, qui a été ratifié par le Canada, est entré en vigueur le 16 février 2005. En vertu du protocole, le Canada est tenu de réduire ses émissions annuelles de gaz à effet de serre («GES») de 6 % par rapport aux niveaux de 1990 dans la période s'échelonnant entre 2008 et 2012. Le gouvernement fédéral se prépare à annoncer des révisions à son plan sur les changements climatiques, qui devraient inclure la création d'un fonds d'investissement technologique et une limite réglementée des GES pour les grandes sources ponctuelles, dont le secteur de l'électricité thermique. Depuis 2000, OPG mène ses activités dans le cadre d'un engagement volontaire de stabiliser ses émissions de GES nettes aux niveaux de 1990. Les émissions de GES ont été gérées principalement par des améliorations de l'efficacité énergétique et l'achat de crédits de réduction des émissions de GES. La mise en œuvre de l'engagement du gouvernement de fermer les centrales au charbon d'ici la fin de 2007 réduirait considérablement l'impact des limites des GES sur OPG. OPG a suspendu l'achat de crédits de réduction des émissions de GES et a par la suite éliminé l'engagement volontaire.

Des modifications des lois environnementales pourraient nécessiter le recours à de l'équipement ou à des technologies de contrôle des émissions additionnels. De plus, le fait de ne pas se conformer aux lois environnementales applicables peut donner lieu à des mesures disciplinaires, 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. Le passif potentiel associé à de tels événements peut avoir un effet défavorable important sur l'entreprise.

Risque stratégique

Les activités d'OPG sont assujetties à une réglementation gouvernementale complexe qui peut 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 redevances d'utilisation d'énergie hydraulique, 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. Les incidences possibles de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* et les règlements qui s'y rattachent sont traitées dans l'introduction à la section Gestion des risques ainsi qu'à la section Risque sur marchandises. Ces questions sont également abordées dans la section Marché en évolution et rôle d'OPG.

Information continue

Quatrième trimestre

Le bénéfice net pour les trois mois terminés le 31 décembre 2004 s'est établi à 34 millions de dollars comparativement à une perte nette de 606 millions de dollars en 2003. La perte nette au quatrième trimestre de 2003 comprenait la dépréciation de 576 millions de dollars avant impôts découlant de l'engagement du gouvernement de fermer les centrales au charbon de la Société bien avant la fin de leur durée de vie utile estimative. Excluant l'incidence de la dépréciation en 2003, les résultats avant impôts ont augmenté de 33 millions de dollars dans la période de trois mois terminée le 31 décembre 2004 par rapport à l'exercice précédent. Cette augmentation des résultats est principalement attribuable à une hausse de la marge brute découlant de la vente d'électricité, en raison d'une production accrue des centrales nucléaires et hydroélectriques à faible coût marginal d'OPG et d'une diminution des charges liées au combustible, à une progression des produits du secteur non énergétique provenant surtout du loyer plus élevé de Bruce Power avec le redémarrage de deux unités à la centrale nucléaire Bruce A, aux produits provenant de la participation de 50 % d'OPG dans la société en commandite Brighton Beach, qui est entrée en activité en juillet 2004, à un accroissement des ventes d'isotopes,

et enfin, à une baisse des autres coûts, y compris les impôts fonciers et les contrats TRO. L'incidence de ces changements favorables a été partiellement contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la remise en service de Pickering A, des charges accrues au titre des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi, une intensification des travaux de maintenance et de réparation des centrales nucléaires et une augmentation de l'amortissement lié à la fermeture anticipée des centrales au charbon.

Les résultats après impôts au quatrième trimestre de 2003 avaient subi l'incidence négative de l'établissement d'une provision pour moins-value pour reconnaître qu'il était plus probable qu'improbable que ce montant d'impôts sur les bénéfices recouvrables ne serait pas réalisé. En 2004, les résultats ont bénéficié de l'élimination de la provision pour moins-value et de l'augmentation correspondante des impôts sur les bénéfices recouvrables.

Le détail de la variation de la marge brute et d'autres variations ayant une incidence sur le bénéfice au quatrième trimestre de 2004 par rapport à 2003, avant impôts, est présenté ci-après :

(en millions de dollars)	Trois mois
(Perte) avant impôts pour la période de trois mois terminée le 31 décembre 2003	(689)
Variations de la marge brute des ventes d'électricité	
Variation de la composition de la production – accroissement de la production provenant de l'énergie hydroélectrique et nucléaire et baisse de la production d'énergie d'origine fossile	50
Diminution du volume de ventes du secteur Production	(21)
Élimination de l'engagement volontaire lié aux émissions de CO ₂	30
Incidence des taux de change favorables sur les coûts du combustible, baisse des coûts associés aux émissions et autres variations de la marge brute	41
	100
Variations de la marge brute des ventes du secteur Commercialisation de l'énergie et du secteur non énergétique	20
Hausse des charges liées à la remise en service de Pickering A	(47)
Accroissement des charges des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi	(33)
Intensification des travaux de maintenance et de réparation des centrales nucléaires	(43)
Augmentation de l'amortissement lié à la fermeture anticipée des centrales au charbon et à l'accroissement des immobilisations en service et autres changements	(31)
Autres changements favorables nets, y compris les économies réalisées sur le plan des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	67
Diminution de la perte avant impôts, excluant la dépréciation des actifs à long terme	33
Dépréciation des centrales au charbon en 2003	576
(Perte) avant impôts pour la période de trois mois terminée le 31 décembre 2004	(80)

Les flux de trésorerie provenant de l'exploitation au quatrième trimestre de 2004 se sont établis à 152 millions de dollars, en regard de 171 millions de dollars au quatrième trimestre de 2003, en baisse de 19 millions de dollars. Le changement défavorable des flux de trésorerie au quatrième trimestre terminé le 31 décembre 2004 comparativement à la même période de l'exercice précédent est attribuable principalement à une augmentation des paiements relatifs au rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché et à des variations d'autres éléments hors caisse du fonds de roulement, partiellement contrebalancés par une hausse du bénéfice avant dotation aux amortissements et d'autres éléments hors caisse.

Sommaire des résultats trimestriels

Dans les tableaux suivants figurent certaines informations des états consolidés non vérifiés pour chacun des douze trimestres les plus récents terminés le 31 décembre 2004. Ces informations proviennent des états financiers consolidés non vérifiés d'OPG qui, de l'avis de la direction, ont été préparés conformément aux états financiers consolidés vérifiés. Ces résultats d'exploitation ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats de périodes futures.

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

(en millions de dollars)	Trimestres de 2003 terminés les				Total pour l'exercice
	31 mars	30 juin	30 septembre	31 décembre	
Produits après le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	1 480	1 246	1 224	1 228	5 178
Bénéfice net (perte nette)	73	8	34	(606)	(491)
Résultat net par action	0,28 \$	0,03 \$	0,13 \$	(2,36 \$)	(1,92 \$)

(en millions de dollars)	Trimestres de 2002 terminés les				Total pour l'exercice
	31 mars	30 juin	30 septembre	31 décembre	
Produits après le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	1 550	1 270	1 612	1 314	5 746
Bénéfice net (perte nette)	(213)	70	220	(10)	67
Résultat net par action	(0,83 \$)	0,27 \$	0,86 \$	(0,04 \$)	0,26 \$

Bilans aux 31 décembre	2004	2003	2002
(en millions de dollars)			
Total de l'actif	19 830	19 511	20 137
Total du passif à long terme	13 366	13 043	12 644
Dividendes en espèces déclarés par action	–	0,07	0,52

Ententes hors bilan

Titrisation

En octobre 2003, OPG a conclu un accord de titrisation à rechargement avec une fiducie indépendante. En vertu de l'accord de titrisation, OPG a vendu une participation en copropriété indivise dans certaines créances actuelles et futures découlant du cours normal des affaires. Le montant de la participation vendue est retranché du bilan avec chaque titrisation à rechargement. OPG conserve également une participation en copropriété indivise dans les créances vendues à la fiducie. Cette participation conservée est comptabilisée au coût dans le bilan d'OPG. La fiducie indépendante n'est pas contrôlée par OPG, et cette dernière n'est pas non plus le principal bénéficiaire qui absorbera les pertes prévues de la fiducie, et c'est pourquoi 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 2004, le coût moyen des fonds a été de 2,6 % et les charges avant impôts sur les ventes à la fiducie ont été de 8 millions de dollars. Le produit initial net au comptant de 300 millions de dollars découlant de cette opération a été utilisé par OPG pour l'exploitation de l'entreprise. La résiliation de l'entente prévue en août 2006, à moins qu'elle ne soit résiliée plus tôt, obligera vraisemblablement OPG à procéder à d'autres ententes en matière de liquidité pour continuer d'assurer l'exploitation continue de l'entreprise.

Garanties

Dans le cours normal des affaires, OPG et certaines de ses filiales 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.

OPG a fourni des garanties limitées relativement à sa part du financement de Brighton Beach, selon lesquelles elle est responsable de fournir sa part de capitaux propres liée aux dépassements de coûts de construction de la centrale. Au 31 décembre 2004, OPG demeure responsable de fournir sa part de capitaux propres liée aux dépassements de coûts, jusqu'à concurrence de 6 millions de dollars. Comme Brighton Beach est entrée en activité en juillet 2004, tous les dépassements de coûts sont maintenant surtout limités au règlement des privilèges de construction enregistrés par certains entrepreneurs associés au projet de construction. Brighton Beach négocie actuellement le règlement de ces privilèges. Les tests de rendement du projet ont été achevés en novembre 2004 et, par conséquent, tout recours envers OPG associé au financement de Brighton Beach a été éteint.

Instruments dérivés

La majeure partie 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 instruments financiers dérivés liés aux marchandises principalement pour couvrir le risque de variation des prix des marchandises associé aux fluctuations du prix de l'électricité. Les instruments dérivés liés au change servent à couvrir le risque lié aux achats prévus libellés en dollars américains. Lorsqu'un instrument dérivé cesse d'exister ou lorsque la désignation d'une relation de couverture prend fin, tout gain ou toute perte correspondant est reporté pour être constaté dans les produits 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 associé est constaté dans l'état des résultats consolidé de la période en cours. La perte reportée sur les instruments dérivés liés à l'électricité traités comme couvertures était de 71 millions de dollars au 31 décembre 2004 comparativement à une perte reportée sur les instruments dérivés liés à l'électricité et au change de 16 millions de dollars au 31 décembre 2003. Voir la note 10 afférente aux états financiers consolidés pour plus d'information.

Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont constatés comme des actifs ou des passifs, à la juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées dans les produits du secteur Commercialisation de l'énergie.

Opérations entre parties reliées

Étant donné que la Province détient l'ensemble des actions d'OPG, les parties reliées 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 reliées avec ses coentreprises. Les opérations entre OPG et les parties reliées sont mesurées à la valeur d'échange, soit la contrepartie établie et convenue par les parties reliées.

Les opérations se résument comme suit :

(en millions de dollars)	Produits 2004	Charges 2004	Produits 2003	Charges 2003
Hydro One				
Ventes d'électricité	40	–	36	–
Services	–	12	14	16
Opérations de règlement	–	33	–	36
Province d'Ontario				
Frais sur les revenus bruts, redevances d'utilisation d'énergie hydraulique et impôt foncier	–	152	–	132
Garanties	–	8	–	3
Garantie du taux de rendement du Fonds pour combustible irradié	–	14	–	(10)
Divers	–	2	–	–
SFIÉO				
Frais sur les revenus bruts et impôt foncier	–	214	–	205
Intérêts créditeurs sur les montants à recevoir	–	(101)	–	(155)
Intérêts débiteurs sur les effets à long terme	–	191	–	191
Impôt sur le capital	–	49	–	51
Impôts sur les bénéficiaires	–	(80)	–	(3)
Frais de compensation	–	5	–	5
SIERÉ				
Ventes d'électricité	5 465	304	6 212	331
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	(1 154)	–	(1 510)	–
Services connexes	90	–	77	–
Divers	1	1	1	1
	4 442	804	4 830	803

Au 31 décembre 2004, les débiteurs comportaient 14 millions de dollars (14 millions de dollars en 2003) à recevoir de Hydro One et 158 millions de dollars (134 millions de dollars en 2003) à recevoir de la SIERÉ. Les crédateurs et les charges à payer au 31 décembre 2004 incluaient un montant de 3 millions de dollars (5 millions de dollars en 2003) à payer à Hydro One.

Information sur le comité de vérification et de gestion des risques

La norme multilatérale 52-110, Comités de vérification, (la «norme») a été mise 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 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, et
- la conformité de la Société aux exigences légales et réglementaires et aux politiques internes de la Société.

La fonction première 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 de la Société. Il incombe à la direction de la Société d'assurer le maintien des principes comptables et de présentation de l'information financière, ainsi que de la politique et 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 de trois administrateurs indépendants ou plus nommés par le conseil d'administration, dont aucun ne doit être employé de la Société ou de l'une de ses filiales.

Une majorité des membres du comité, mais pas moins de deux, constitueront un quorum.

Chacun des membres du comité de vérification et de gestion des risques doit satisfaire aux exigences applicables en matière d'indépendance et de connaissances financières prévues dans les lois et 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 déterminer quels membres du comité de vérification et de gestion des risques peuvent être qualifiés d'experts financiers, comme le conseil d'administration en détermine le sens par son jugement professionnel.

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 soulevées.

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 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 vérifiés soient inclus dans le rapport annuel de la Société.

Pouvoir

Bien que le comité de vérification et de gestion des risques ait les responsabilités et les pouvoirs énoncés dans la présente charte, ce n'est pas son devoir de planifier ou de mener des vérifications ou des évaluations des risques, ni de déterminer si les informations et les états financiers de la Société sont complets et exacts, et conformes aux principes comptables généralement reconnus et aux règles et règlements applicables. Ces tâches incombent à la direction et aux vérificateurs externes.

Dans l'exercice de leurs fonctions de surveillance, le comité de vérification et de gestion des risques et le conseil d'administration miseront nécessairement sur les compétences, les connaissances et l'intégrité des membres de la direction et des vérificateurs internes et externes.

Le comité de vérification et de gestion des risques doit avoir le pouvoir d'établir la rémunération des conseillers embauchés par le comité et de les payer.

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

Accès à la direction et aux conseillers externes

Le comité de vérification et de gestion des risques doit avoir accès sans restriction 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

Généralités

- Mener ou approuver des enquêtes portant sur toute question à l'intérieur du champ de responsabilités du comité.
- Analyser et recommander l'approbation au conseil d'administration, la nomination ou le remplacement du chef des finances et du responsable de la gestion des risques.
- Examiner et approuver les politiques d'embauche de la Société portant sur les partenaires, les employés et les anciens partenaires, et les employés de l'actuel et de l'ancien vérificateur externe de la Société.

Gestion des risques et contrôles internes

- Examiner et évaluer les politiques et les processus de la Société aux fins d'évaluation des risques importants, 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, 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 règlements.
- Revoir avec la direction des 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 de violation de la loi 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 des rapports financiers, des conclusions importantes, des recommandations et des moyens pris par la direction pour mettre en œuvre des mesures pour corriger les faiblesses dans les contrôles internes.
- Revoir l'information communiquée par le chef de la direction et le chef des finances durant le processus de certification concernant des lacunes importantes dans la conception ou le fonctionnement des contrôles internes ou toute fraude dans laquelle sont impliqués 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, du chef de la direction et des employés relevant directement du chef de la direction deux fois par année, et les dépenses de tout autre haut dirigeant et employé que le comité juge appropriées.

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 de l'accent qui est mis sur le risque, 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 et le rôle de la 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, y compris le calendrier de mise en œuvre des mesures prises par la direction pour corriger les faiblesses;
 - toute difficulté rencontrée pendant leur travail de vérification (comme des restrictions quant à la portée de leur travail ou à l'accès à l'information);
 - toute modification requise dans la portée du plan de vérification;
 - le budget de vérification interne.

Vérificateurs externes

- Recommander au conseil d'administration la nomination des vérificateurs externes qui auront la responsabilité de préparer ou de publier un rapport des vérificateurs ou d'exécuter d'autres tâches de vérification, d'analyse ou d'attestation pour la Société, ainsi que la rémunération de ces derniers.
- Surveiller le travail des vérificateurs externes responsables de préparer ou de publier un rapport des vérificateurs ou d'exécuter d'autres tâches de vérification, d'analyse ou d'attestation pour la Société, y compris la résolution des désaccords entre la direction et les vérificateurs externes sur la présentation de l'information financière.
- Examiner l'indépendance et les compétences des vérificateurs externes.
- Au moins une fois par année, obtenir et examiner un rapport des vérificateurs externes décrivant leurs procédures de contrôle de la qualité interne, les questions importantes soulevées à l'occasion du dernier contrôle de la qualité interne ou du contrôle par les pairs du cabinet de vérificateurs, ou à l'occasion d'une enquête d'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 l'approche du 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 les pratiques comptables importantes utilisées, tout autre traitement qui a été discuté avec la direction ainsi que toute autre communication importante avec la direction.
- Évaluer l'approche utilisée par les vérificateurs externes pour déterminer et gérer 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 du cabinet de vérificateurs.
- Évaluer la performance des vérificateurs externes une fois par année et présenter ses conclusions au conseil d'administration.
- Déterminer les services autres que de vérification que la loi ou un règlement, ou comme il le juge approprié, interdit aux vérificateurs de fournir, et préapprouver tous les services fournis par les vérificateurs externes. Le comité peut déléguer ce pouvoir de pré-approbation à un membre du comité. La décision de tout membre du comité à qui le pouvoir de pré-approbation a été délégué doit être soumise à tous les membres du comité de vérification et de gestion des risques à l'occasion de sa prochaine réunion.
- Examiner et approuver toutes les opérations entre parties reliées.

Information financière

- Revoir avec la direction et les vérificateurs externes les données financières intermédiaires de la Société figurant dans le rapport de gestion et le communiqué des résultats, avant leur dépôt.
- S'assurer que les procédures adéquates sont instaurées pour la revue, avant sa publication, de l'information provenant des états financiers de la Société, autre que l'information dont il est question ci-dessus, et évaluer périodiquement la pertinence de ces procédures.
- Revoir avec la direction et les vérificateurs externes, à la fin de la vérification annuelle :
 - les états financiers annuels, le rapport de gestion, les notes connexes et toute documentation exigée par la *Loi sur les valeurs mobilières* devant être préparés et déposés par la Société ou que la Société dépose par ailleurs auprès de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario;
 - la vérification par les vérificateurs externes des états financiers et leur rapport;
 - tout changement important requis dans le 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 l'information financière à publier et comprendre leurs répercussions sur les états financiers. Cela comprend les opérations complexes ou inhabituelles et les questions hautement appréciatives; les questions importantes concernant les principes comptables et les présentations financières, y compris les changements importants dans la sélection ou l'application par la Société des principes comptables; 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 les vérificateurs externes expliquant en détail des questions et des jugements sur les rapports financiers, faite parallèlement avec la préparation des états financiers, y compris l'analyse des effets d'autres PCGR.
- 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 renferment une fausse déclaration d'un fait important ou omet de mentionner un fait important nécessaire.

Conformité avec le code de conduite

- Examiner et surveiller l'administration et le respect du code de conduite de la Société, car il peut nuire à l'intégrité des états financiers, des contrôles internes et de la gestion des risques de la Société, y compris le processus de communication du code de conduite au personnel de la Société.
- Obtenir de la direction des mises à jour régulières sur de telles questions de conformité.

Traitement des plaintes

- Établir des procédures pour la réception, l'enregistrement et le traitement des plaintes reçues par la Société concernant les questions touchant la comptabilité, les contrôles comptables internes ou la vérification.
- Établir des procédures pour la soumission, en toute confidentialité, par les employés de préoccupations touchant des questions de comptabilité ou de vérification de la Société.

Évaluation annuelle

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

Le comité doit également examiner et évaluer chaque année la pertinence de la présente charte, en tenant compte de toutes les exigences législatives et réglementaires applicables au comité ainsi que des meilleures pratiques recommandées par les organismes de réglementation avec lesquels OPG a un lien hiérarchique et, le cas échéant, doit recommander des changements au conseil d'administration.

Composition du comité de vérification et de gestion des risques

Chaque membre du comité de vérification et de gestion des risques nommé ci-après est indépendant et possède de solides compétences en finances.

James Hankinson

James Hankinson 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. Durant cette période, il a largement contribué à redresser la situation financière de la société. 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 en droit honorifique de l'Université Mount Allison. Par ailleurs, il siège au conseil de CAE Inc. et de Les Aliments Maple Leaf Inc., et est président du conseil d'administration de ROW Entertainment Trust.

Gary Kugler

M. Gary Kugler a récemment quitté Énergie atomique du Canada Limitée («ÉACL») pour prendre sa retraite. Au moment de son départ, il occupait le poste de vice-président principal, produits et services nucléaires. Il était responsable de la livraison de projets nucléaires importants et de la fourniture de services de soutien aux centrales CANDU à l'échelle mondiale. Durant ses 34 ans de service à ÉACL, il a également occupé divers postes dans les domaines technique, de la gestion de projets et du développement de marchés. M. Kugler est titulaire d'un baccalauréat spécialisé et d'un doctorat en physique nucléaire de l'Université McMaster.

M. George Lewis

George Lewis est président du conseil et chef de la direction de RBC Gestion d'Actifs Inc., le plus important fonds autonome au Canada avec des actifs sous gestion dépassant 51 milliards de dollars. M. Lewis est également chef, Courtage, Gestion d'actifs et produits, de la division Particuliers et entreprises – Canada, division de RBC Groupe Financier, la plus grande banque au Canada. Auparavant, il était directeur général et chef, marchés boursiers, secteur institutionnel, auprès de RBC Dominion valeurs mobilières et a été l'analyste le mieux coté au Canada trois années consécutives. Il possède 18 ans d'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.

C. Ian Ross

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, président et chef de la direction de Provincial Papers Inc., ainsi que président et chef de la direction de Paperbound Industries Corp. M. Ross agit actuellement à titre d'administrateur dans plusieurs sociétés, dont World Heart Corporation, le Fonds Canadien GrowthWorks Ltée, PetValue Canada Inc., Comcare Services de santé et Praeda Management Systems. Il est également membre du Barreau du Haut-Canada.

David G. Unruh

David Unruh est avocat et occupe actuellement le poste de vice-président du conseil d'administration de Duke Energy Gas Transmission Canada, une entreprise de Duke Energy. Dans son rôle, il agit comme vice-président du conseil et comme administrateur de Westcoast Energy Inc. (établie à Vancouver et à Calgary) et d'Union Gas Limited (établie en Ontario). Il siège également au conseil d'administration de Pacific Northern Gas Ltd., de la Compagnie Mutuelle d'assurance Wawanesa et de RAV Project Management. Auparavant, M. Unruh occupait le poste de premier vice-président et avocat général au bureau de Duke Energy Gas Transmission à Houston et, avant cela, il était 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 avant de se joindre à Westcoast Energy Inc., à Vancouver, en 1993.

Surveillance 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 candidature des vérificateurs externes et à leur rémunération qui n'a pas été adoptée par le conseil d'administration de la Société.

Dépendance à l'égard de certaines dispenses

Une certaine dépendance à l'égard de la dispense énoncée à l'article 6.1 de la Norme multilatérale 52-110 sur les comités de vérification («Norme 52-110») a été constatée, en ce qui concerne l'article 5, Obligations d'information. OPG a toutefois, conformément à l'article 6.2 de la norme 52-110, fourni l'information requise en vertu du formulaire 52-110F2.

Politiques et procédures de préapprobation

Conformément aux dispositions du présent mandat, le comité de vérification et de gestion des risques ratifie tous les services non liés à la vérification qui doivent être fournis à la Société par ses vérificateurs externes.

Honoraires des vérificateurs externes

Les honoraires suivants ont été facturés par Ernst & Young s.r.l. :

(en milliers de dollars)	2004	2003
Honoraires des vérificateurs	1 267	708
Honoraires liés à la vérification	995	837
Honoraires de fiscalité	122	386

Honoraires de vérification

Ces honoraires sont liés à la vérification des états financiers consolidés et des revues trimestrielles des états financiers d'OPG, à la vérification de la caisse de retraite et à la vérification des états financiers de certaines filiales.

Honoraires liés à la vérification

Ces honoraires sont liés au travail portant sur les contrôles internes, l'assistance comptable, la traduction française des états financiers consolidés et du rapport de gestion et les vérifications et examens spéciaux.

Honoraires de fiscalité

Ces honoraires s'appliquent aux services de taxes à la consommation liés à l'examen du remboursement de la taxe de vente, et aux services liés à d'autres questions d'ordre fiscal.

Mesures supplémentaires des résultats

En plus de fournir des mesures des résultats conformes aux principes comptables généralement reconnus du Canada, OPG présente la marge bénéficiaire brute comme mesure supplémentaire des résultats. Cette mesure n'a pas de signification normalisée prescrite par les principes comptables généralement reconnus du Canada et n'est donc probablement pas comparable à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Cette mesure est fournie pour aider les lecteurs des états financiers consolidés à évaluer les produits tirés des activités courantes, et elle est appliquée de la même façon qu'au cours des exercices précédents et tout au long des états financiers consolidés et du rapport de gestion.

Pour 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
www.sedar.com

Responsabilité de la direction à l'égard de la présentation de l'information financière

Les états financiers consolidés ci-joints d'Ontario Power Generation Inc. («OPG» ou la «Société») sont la responsabilité de la direction et ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada. Lorsqu'il existe d'autres méthodes comptables, la direction a choisi celles qu'elle jugeait les plus appropriées dans les circonstances. La préparation des états financiers consolidés comprend nécessairement l'utilisation d'estimations fondées sur le jugement de la direction, particulièrement lorsque des opérations visant l'exercice courant ne peuvent se terminer avec certitude qu'au cours de futurs exercices. Les états financiers consolidés ont été préparés correctement compte tenu de limites raisonnables de l'importance relative.

La direction maintient un système de contrôles internes en vue de fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est pertinente, fiable et exacte, que les actifs d'OPG sont protégés et que les opérations sont effectuées conformément à l'autorisation de la direction. Ce système est surveillé et évalué par la direction, le service de vérification interne et le groupe de gestion des risques.

Le comité de vérification et de gestion des risques rencontre périodiquement les membres de la direction, les vérificateurs internes et les vérificateurs externes afin de s'assurer que chaque groupe s'acquitte de ses responsabilités respectives, d'examiner les états financiers consolidés et le rapport des vérificateurs externes, et de discuter des questions importantes liées à la présentation de l'information financière et à la vérification, avant de recommander l'approbation des états financiers consolidés par le conseil d'administration.

Les états financiers consolidés ont été vérifiés par Ernst & Young s.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 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.



Richard Dicerni

Le président et chef de la direction par intérim,



Donn W.J. Hanbidge

Le chef des finances par intérim,

Le 23 mars 2005

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 2004 et 2003, 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 2004 et 2003, 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.



Comptables agréés

Toronto, Canada

Le 23 mars 2005

États des résultats consolidés

Exercices terminés les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2004	2003
Produits		
Produits avant le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	6 072	6 688
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	(1 154)	(1 510)
	4 918	5 178
Combustible	1 153	1 678
Marge brute	3 765	3 500
Charges		
Exploitation, maintenance et administration	2 594	2 393
Amortissement (note 5)	765	603
Augmentation du passif pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires due à la désactualisation	453	430
Bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(313)	(238)
Impôt foncier et impôt sur le capital	103	114
Perte sur les contrats d'option à taux intermédiaires (note 15)	-	30
	3 602	3 332
Bénéfice avant ce qui suit :	163	168
Restructuration (note 14)	20	-
Dépréciation des actifs à long terme (note 5)	-	576
Autres produits (note 20)	(8)	(58)
Intérêts débiteurs nets	189	144
(Perte) avant impôts sur les bénéfices	(38)	(494)
Impôts sur les bénéfices (recouvrements) (note 11)		
Exigibles	21	80
Futurs	(101)	(83)
	(80)	(3)
Bénéfice net (perte nette)	42	(491)
Résultat par action ordinaire de base et dilué (dollars)	0,16	(1,92)
Actions ordinaires en circulation (millions)	256,3	256,3

États des bénéfices non répartis consolidés

Exercices terminés les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2004	2003
(Déficit) bénéfices non répartis au début de l'exercice	(147)	361
Bénéfice net (perte nette)	42	(491)
Dividendes	-	(17)
(Déficit) à la fin de l'exercice	(105)	(147)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

États des flux de trésorerie consolidés

Exercices terminés les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2004	2003
Activités d'exploitation		
Bénéfice net (perte nette)	42	(491)
Rajustements pour les éléments hors caisse :		
Amortissement	765	603
Augmentation du passif pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires due à la désactualisation	453	430
Bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(313)	(238)
Coût (revenu) des régimes de retraite	92	(6)
Autres avantages postérieurs à l'emploi et régime de retraite complémentaire	157	118
Impôts futurs (note 11)	(117)	(100)
Provision pour restructuration	20	–
Contrats d'option à taux intermédiaires	(52)	(43)
Dépréciation d'actifs à long terme	–	576
Gain à la vente d'actifs	(3)	–
Gain à la vente de placements	–	(58)
Valeur marchande des contrats d'électricité (note 10)	5	(5)
Provision pour combustible nucléaire irradié	28	21
Divers	29	8
	1 106	815
Contributions aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(454)	(453)
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires	(71)	(72)
Remboursement des dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires	19	–
Cotisations à la caisse de retraite	(154)	(153)
Dépenses pour les autres avantages postérieurs à l'emploi et le régime de retraite complémentaire	(60)	(56)
Dépenses de restructuration (note 14)	(51)	(68)
Variations nettes des autres actifs et passifs à long terme	(26)	(82)
Variations des soldes hors caisse du fonds de roulement (note 21)	(83)	166
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation	226	97
Activités d'investissement		
Vente de créances	–	300
Produit de la vente d'actifs	18	1
Produit de la vente de placements	–	59
Placement dans des immobilisations	(561)	(643)
Flux de trésorerie d'investissement	(543)	(283)
Activités de financement		
Émission de titres d'emprunt à long terme (note 7)	13	51
Remboursement de la dette à long terme (note 7)	(6)	(4)
Dividendes versés	–	(17)
Augmentation (diminution) nette des effets à court terme (note 6)	26	(182)
Flux de trésorerie de financement	33	(152)
(Diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(284)	(338)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	286	624
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	2	286

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés

Aux 31 décembre		
(en millions de dollars)	2004	2003
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2	286
Débiteurs (note 4)	346	347
Impôts futurs (note 11)	44	60
Stocks de combustible	569	524
Matières et fournitures	92	73
	1 053	1 290
Immobilisations (note 5)		
Immobilisations corporelles	15 114	14 701
Moins : amortissement cumulé	3 174	2 514
	11 940	12 187
Autres actifs à long terme		
Actif reporté des régimes de retraite (note 9)	524	464
Fonds pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires (note 8)	5 976	5 228
Matières et fournitures à long terme	281	278
Autres actifs et débiteurs à long terme	56	64
	6 837	6 034
	19 830	19 511

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

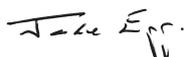
Bilans consolidés

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2004	2003
Passif		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer (notes 14 et 15)	949	1 064
Rabais à payer associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché (note 16)	439	409
Effets à court terme à payer (note 6)	26	–
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (note 7)	5	4
Produits reportés à moins d'un an	12	12
Impôts sur les bénéfices et impôt sur le capital à payer	12	–
	1 443	1 489
Dette à long terme (note 7)	3 399	3 393
Autres passifs à long terme		
Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires (note 8)	8 339	7 921
Autres avantages postérieurs à l'emploi et régime de retraite complémentaire (note 9)	1 105	1 013
Charges à payer et créditeurs à long terme	212	276
Produits reportés	156	168
Impôts futurs (note 11)	155	272
	9 967	9 650
Avoir de l'actionnaire		
Actions ordinaires (note 12)	5 126	5 126
Déficit	(105)	(147)
	5 021	4 979
	19 830	19 511

Engagements et éventualités (notes 2, 5, 6, 8, 10, 11 et 13)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration,



L'honorable Jake Epp
Président du conseil



James Hankinson
Administrateur

Notes afférentes aux états financiers consolidés des exercices terminés les 31 décembre 2004 et 2003

1

Description de l'entreprise

Ontario Power Generation Inc. a été constituée le 1^{er} décembre 1998 selon la *Loi sur les sociétés par actions* de l'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^{er} 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 états financiers consolidés d'OPG ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, qui exigent que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses relativement aux montants présentés pour les actifs, les passifs, les produits et les charges et à la présentation d'actifs et de passifs éventuels. Les montants réels pourraient être différents de ces estimations.

Les états financiers consolidés incluent les comptes d'Ontario Power Generation Inc. 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 2003 ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation des états financiers consolidés de 2004.

3

Sommaire des principales conventions comptables

Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent les fonds 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 dépasse 90 jours, mais de moins d'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 et les équivalents de trésorerie et les placements à court terme de 5 millions de dollars (21 millions de dollars en 2003) à un taux réel moyen de 2,2 % (3,0 % en 2003) 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 fiducies 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 abandonné moyennant une contrepartie au comptant nette. Pour chaque transfert, l'excédent de la valeur comptable des créances cédées sur la juste valeur estimative des produits reçus figure à titre de perte à la date du transfert dans les intérêts débiteurs nets. La valeur comptable des droits cédés est imputée aux créances vendues ou aux droits conservés selon leur juste valeur relative à la date du transfert.

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 droits dans les créances transférées, 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 moins élevé des deux montants, à l'exception des pièces de rechange essentielles uniques à certaines installations nucléaires ou à combustible fossile. 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'apparaissent pas dans la présente période ou dans les 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	25 ans à 40 ans ¹
Centrales à combustible fossile	40 ans à 50 ans ²
Centrales hydroélectriques	100 ans
Installations d'administration et de service	50 ans
Ordinateurs et équipement de transport et de travail – amortissement dégressif	9 % à 40 % par an
Principaux logiciels d'application	7 ans

¹⁾ Les centrales nucléaires sont amorties aux fins comptables sur 25 ans, à l'exception de Pickering A. La centrale Pickering A est amortie sur une durée de vie utile de 40 ans à la suite de l'achèvement, au cours des années 1980, des travaux de retubage.

²⁾ Depuis le 1^{er} janvier 2004, les centrales alimentées au charbon sont amorties sur la période comprise entre 2004 et 2007 en raison de la fermeture prévue de ces centrales d'ici la fin de 2007.

Dépréciation des immobilisations

OPG évalue ses immobilisations corporelles chaque fois que les conditions indiquent que les flux de trésorerie nets prévus non actualisés pourraient être inférieurs à la valeur comptable nette des actifs. Si les flux de trésorerie futurs prévus non actualisés 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 futurs actualisés prévus si les cours du marché ne sont pas disponibles.

Placements du portefeuille à long terme

Les placements du portefeuille à long terme sont présentés à la fraction non amortie du coût et englobent les fonds constitués pour l'enlèvement des immobilisations et la gestion des déchets nucléaires. Les gains et les pertes sur les placements à long terme sont constatés dans les autres produits à la vente des placements. Lorsqu'une baisse dans la valeur des placements survient, qui est considérée comme permanente, une provision pour perte est établie.

Passif pour enlèvement d'immobilisations et 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 à la valeur temporelle de l'argent. Elle a estimé le montant et l'échéancier des charges en trésorerie futures liées 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 la mise au rebut du combustible nucléaire irradié sont imputées aux charges relatives au combustible. Le passif peut également être rajusté 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 pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires sont comptabilisés à leur valeur actualisée nette. La charge de désactualisation correspond à l'augmentation de la valeur comptable des passifs due à l'écoulement 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 figure dans la dotation aux amortissements.

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

En juillet 2003, OPG et la province d'Ontario (la «Province») ont conclu des accords en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement («ONFA») qui exigeait l'établissement de fonds distincts pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires. Pour se conformer à l'ONFA, OPG a transféré les actifs de ses fonds existants pour enlèvement des immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires à un Fonds distinct de déclassement et à un Fonds distinct pour combustible irradié (ensemble les «Fonds»). Les Fonds se composent de titres d'emprunt et de capitaux propres qui sont traités comme des placements à long terme et sont comptabilisés à la fraction non amortie du coût. Les fonds distincts sont présentés à titre de fonds affectés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires dans les bilans consolidés. Les gains et les pertes réalisés découlant des fonds distincts sont portés aux résultats dans les états des résultats consolidés.

Par suite de la constitution de comptes de fonds distincts en juillet 2003, les montants à recevoir de la SFIÉO ont été transférés dans le Fonds de déclassement sous forme d'effet portant intérêt, compris dans les placements figurant dans le Fonds de déclassement. Avant, les montants à recevoir de la SFIÉO étaient portés en compensation des passifs pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires.

Constatation des produits

L'ensemble de la production d'électricité d'OPG est vendue sur le marché au comptant en temps réel, qui est administré par la Société indépendante d'exploitation du réseau de l'électricité («SIERÉ»), anciennement la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité («SIGMÉ»). Les produits sont enregistrés à mesure que l'électricité est produite et mesurée 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 calcule le prix moyen de l'énergie sur le marché au comptant qui a prévalu depuis le début de la période de règlement en cours et constate un rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché si le prix moyen dépasse 3,8 ¢ le kilowattheure («kWh»), en fonction du montant de l'énergie assujéti au mécanisme de rabais. OPG vend et achète aussi de l'électricité sur les marchés interconnectés des autres provinces 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 ou les pertes étant constatés dans les états des résultats consolidés. Les gains et les pertes sur contrats d'échange d'électricité (y compris ceux dont le sous-jacent est physiquement livré) sont présentés au montant net dans les états des résultats consolidés. Ainsi, les achats d'électricité, de 170 millions de dollars en 2004 et de 189 millions de dollars en 2003, ont été déduits des produits.

OPG tire ses produits autres qu'énergétiques en vertu d'une entente de location-exploitation conclue avec Bruce Power L.P. («Bruce Power»), qui vise ses centrales nucléaires de Bruce. Ils comprennent un revenu locatif, des intérêts créditeurs, les produits tirés de l'analyse et de la conception techniques, et des services connexes et techniques. OPG tire également des produits 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 produits autres qu'énergétiques englobent les produits tirés de la vente d'isotopes au secteur médical et les locations immobilières. Les produits d'exploitation tirés de ces activités sont constatés lorsque les services sont rendus ou lorsque les produits sont livrés.

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 toute perte en résultant figure dans les autres produits.

Dérivés

OPG est exposée aux fluctuations des prix de l'électricité associées à un marché libre de gros au comptant de l'électricité 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 ou les pertes sur les instruments de couverture sont comptabilisés dans les produits pendant la durée du contrat lorsque l'opération sous-jacente est effectuée. Ces gains ou ces pertes sont comptabilisés dans les produits de production et ne sont pas inscrits dans les bilans consolidés. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont constatés à l'actif ou au passif, à la juste valeur, les variations de juste valeur étant comptabilisées dans les produits du secteur Commercialisation de l'énergie.

OPG se sert également de contrats dérivés pour gérer ses risques de change. Les gains et les pertes de change sur ces contrats dérivés libellés en devises sont constatés en tant que rajustement du prix d'achat de la marchandise ou des biens reçus.

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 connexe est reporté et comptabilisé dans les produits en même temps que les gains ou 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.

Crédits de réduction des émissions et quotas

OPG se sert de crédits de réduction des émissions et de quotas pour gérer les émissions dans les limites réglementaires. 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 des quotas est comptabilisé dans les stocks et imputé 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 évaluées à la valeur marchande estimative.

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 de 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 des autres avantages postérieurs à l'emploi 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 à la retraite. 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 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 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 rajustements liés aux modifications des régimes et les rajustements liés aux gains ou 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 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 fédérale et provinciale.

OPG utilise la méthode du report variable pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. Selon cette méthode, les impôts sont constatés par suite d'écart temporels découlant de l'écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs et des passifs du bilan, du report prospectif de pertes non utilisées et des réductions d'impôts. Les actifs et les passifs d'impôts futurs sont calculés d'après les taux d'imposition prévus par la loi qui seraient en vigueur au cours des exercices où les écarts temporels se résorberaient ou seraient réglés. 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 matérialisation n'est pas jugée plus probable qu'improbable, une provision pour moins-value est constituée.

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 des impôts fonciers aux municipalités.

OPG se voit imputer un montant sur les produits 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.

Secteurs d'activité

OPG mène ses activités dans deux secteurs isolables : Production et Commercialisation de l'énergie. Une catégorie distincte, Secteur non énergétique et autres, englobe les produits d'exploitation et les coûts non affectés aux deux secteurs d'activité. Des modifications futures dans la structure et les activités d'OPG, y compris l'incidence de la réglementation tarifaire, peuvent changer la définition des secteurs d'activité.

Modifications de conventions comptables

Relations de couverture

En juin 2003, le Conseil des normes comptables («CNC») de l'Institut Canadien des Comptables Agréés («ICCA») a modifié la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-13, «Relations de couverture», qui avait été publiée en décembre 2001. Cette note d'orientation, qui doit être appliquée pour les exercices à partir du 1^{er} juillet 2003, définit les normes sur la documentation et l'évaluation de l'efficacité des activités de couverture. Avec l'adoption de la nouvelle norme comptable, en vigueur le 1^{er} janvier 2004, OPG continue d'appliquer le même traitement comptable à ses relations de couverture.

Avantages sociaux futurs – informations additionnelles

En décembre 2003, le CNC a approuvé les révisions au chapitre 3461, «Avantages sociaux futurs». Les révisions obligent la présentation d'informations additionnelles annuelles pour les exercices se terminant à compter du 30 juin 2004, et d'informations additionnelles intermédiaires pour les périodes se terminant à compter du 30 juin 2004. OPG a déjà adopté l'exigence provisoire au cours du premier trimestre de 2004, qui oblige la Société à présenter le montant total des coûts des avantages sociaux. Les informations annuelles de 2004 d'OPG sont conformes aux exigences additionnelles.

Nouvelles recommandations comptables

Consolidation des entités à détenteurs de droits variables

En septembre 2004, l'ICCA a modifié la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-15, «Consolidation des entités à détenteurs de droits variables», qui avait été initialement publiée en juin 2003, par souci d'alignement avec la nouvelle Interprétation no 46, «Consolidation of Variable Interest Entities» («FIN 46R») du Financial Accounting Standards Board («FASB»). La nouvelle note exige la consolidation des entités à détenteurs de droits variables («EDDV») par le principal bénéficiaire. Une EDDV est une entité a) dont l'investissement en instruments de capitaux propres à risque ne suffit pas à lui permettre de financer ses activités sans un soutien financier subordonné additionnel de tiers ou dans laquelle les investisseurs ne répondent pas aux critères de participation majoritaire et b) qui ne répond pas à des critères

d'exemption précis. Le principal bénéficiaire est l'entreprise qui absorbera la majorité des pertes prévues ou recevra la majorité des rendements résiduels prévus, ou les deux, de l'EDDV.

OPG est partie à divers accords de coentreprise et autres ententes et a vendu des créances en vertu d'un accord de titrisation de créances. La Société a évalué ces accords avant l'entrée en vigueur de la note d'orientation le 1^{er} janvier 2005. OPG a conclu que les accords de coentreprise auxquels elle participe ne sont pas des EDDV, et qu'elle n'est pas le principal bénéficiaire de la fiducie à qui elle a vendu des créances, pas plus qu'elle ne détient un droit variable important dans cette dernière. OPG continue d'examiner ses autres accords.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

En décembre 2004, la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité (projet de loi 100)* a reçu la sanction royale. Un règlement adopté en vertu de cette loi stipule que les centrales nucléaires et hydroélectriques de base d'OPG recevront des prix réglementés pour leur production. Les normes comptables reconnaissent que la réglementation des prix peut créer des avantages économiques et des obligations, qui sont constatés dans les états financiers consolidés comme des actifs et des passifs réglementaires. Si la réglementation fournit l'assurance que les coûts engagés seront recouverts dans l'avenir, alors une entité réglementée peut reporter ces coûts et les constater comme un actif réglementaire. Si un recouvrement pour l'exercice en cours est prévu pour des coûts devant être engagés dans l'avenir, alors l'entité réglementée constate un passif réglementaire. Les actifs et les passifs à tarifs réglementés ne peuvent être établis pour OPG qu'après la date de prise d'effet d'un règlement décrivant les actifs devant être réglementés.

4

Vente de créances

Le 1^{er} octobre 2003, la Société a signé un accord visant la vente d'une participation indivise de copropriétaire dans ses créances actuelles et futures (les «créances») à une fiducie indépendante. La Société conserve également une participation indivise de copropriétaire dans les créances vendues à la fiducie. En vertu de l'accord, la Société continue de gérer les créances. Le transfert 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.

La Société a inscrit le transfert initial de la copropriété à la fiducie et les transferts subséquents requis, 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 vente à la fiducie est considéré comme la somme reçue de la fiducie, déduction faite de la participation indivise de copropriétaire conservée par la Société. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, la Société a constaté des frais avant impôts de 8 millions de dollars relativement à ces ventes (3 millions de dollars en 2003).

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	
	2004	2003	2004	2003
Total du portefeuille de créances ¹	490	464	470	443
Créances vendues	300	300	300	300
Créances conservées	190	164	170	143
Coût moyen des fonds			2,6 %	2,8 %

¹ Le montant représente les créances en cours, y compris les créances titrisées depuis le 1^{er} octobre 2003, 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 l'exercice terminé le 31 décembre 2004 (néant en 2003).

Les flux de trésorerie liés aux titrisations pour les exercices terminés les 31 décembre sont comme suit :

(en millions de dollars)	2004	2003
Produits des nouvelles ventes	–	300
Recouvrements réinvestis dans les ventes à rechargement ¹	3 600	900
Flux de trésorerie liés aux droits conservés	2 043	415

¹ Étant donné l'option à rechargement de la titrisation, les sommes recouvrées 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 cumul de 12 montants mensuels.

5

Immobilisations

L'amortissement des immobilisations consiste en ce qui suit :

(en millions de dollars)	2004	2003
Amortissement	758	600
Frais de gestion des déchets nucléaires	7	3
	765	603

Les immobilisations se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2004	2003
Immobilisations corporelles		
Centrales nucléaires	4 253	4 087
Centrales à combustible fossile	1 591	1 578
Centrales hydroélectriques	7 767	7 659
Autres immobilisations	938	636
Construction en cours	565	741
	15 114	14 701
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	2 890	2 281
Autres immobilisations	284	233
	3 174	2 514
	11 940	12 187

Les immobilisations en vertu de contrats de location-acquisition de 203 millions de dollars (203 millions de dollars en 2003) sont prises en compte dans les autres immobilisations. Au 31 décembre 2004, l'amortissement cumulé de ces actifs loués s'élevait à 53 millions de dollars (45 millions de dollars en 2003). L'intérêt capitalisé à 6 % (6 % en 2003) dans la construction en cours a totalisé 30 millions de dollars (54 millions de dollars en 2003) pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004.

Dépréciation des actifs à long terme

Les estimations comptables liées à la dépréciation des actifs nécessitent beaucoup de jugement de la part de la direction afin de déterminer les prévisions à court et à long terme sur les prix futurs des ventes, l'approvisionnement en électricité en Ontario, les dates de remise en service des centrales fermées temporairement, 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 considérablement différent des valeurs comptables inscrites aux états financiers consolidés.

Centrales au charbon

En 2003, le gouvernement s'est engagé à fermer progressivement les centrales au charbon d'ici 2007. Par conséquent, OPG a constaté une perte de valeur de 576 millions de dollars en raison de la perte des flux de trésorerie provenant de ces centrales après 2007, et a réduit la valeur comptable des centrales à combustible fossile de 576 millions de dollars.

La juste valeur des actifs de production alimentés au charbon a été établie au moyen de la méthode des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur a ensuite été comparée à la valeur comptable des actifs de production pour déterminer le montant de la perte de valeur.

Centrale Lennox

Dans le cadre de la demande d'information / de l'appel d'offres relativement à des projets de production de 2 500 MW d'énergie propre et de gestion de la demande lancée en septembre 2004, les nouveaux producteurs d'électricité seraient autorisés à recouvrer les coûts fixes et un taux de rendement convenu de l'investissement au moyen d'ententes contractuelles. Une nouvelle loi a été adoptée en décembre 2004 et prévoit l'achat d'électricité par contrat par l'Office de l'électricité de l'Ontario («OEO»). Par conséquent, les nouveaux producteurs devraient recouvrer les coûts fixes grâce à des ententes contractuelles avec l'OEO, réduisant ainsi les prix anticipés dans le marché de l'électricité de gros, puisque que les nouveaux producteurs n'auront besoin de recouvrer de ce marché que les coûts liés au combustible et autres coûts variables. En tant que centrale à coûts variables relativement élevés, la centrale Lennox ne pourra pas recouvrer ses coûts fixes et variables du marché de gros dans l'avenir. C'est pourquoi OPG a tenu des discussions avec la Province qui devraient, selon elle, donner lieu à une entente prévoyant le recouvrement de ses coûts fixes et variables. Si une décision était prise par la suite de ne pas conclure une telle entente, OPG sera alors tenue de constater une perte de valeur jusqu'à concurrence de la valeur comptable de 205 millions de dollars de la centrale et d'évaluer la possibilité de constituer des provisions pour des pertes additionnelles.

6

Facilités de crédit à court terme

En mai 2004, OPG a renouvelé sa facilité de crédit bancaire consentie à court terme renouvelable de 1 000 millions de dollars auprès de son groupe prêteur pour un autre terme de 364 jours. Les effets émis en vertu du programme de papier commercial d'OPG sont garantis par la facilité de crédit bancaire. Au cours de 2004, des papiers commerciaux de 1 383 millions de dollars (965 millions de dollars en 2003) ont été émis afin de couvrir des besoins de financement à court terme et 1 357 millions de dollars (1 147 millions de dollars en 2003) ont été remboursés. Au 31 décembre 2004, OPG avait 26 millions de dollars de papier commercial impayé dans le cadre de ce programme (néant en 2003). Aux 31 décembre 2004 et 2003, OPG n'avait aucun autre emprunt impayé en vertu de cette facilité.

OPG a également des facilités de découvert non consenties à court terme de 26 millions de dollars (28 millions de dollars en 2003) ainsi que des facilités de crédit non consenties à court terme de 200 millions de dollars (173 millions de dollars en 2003) soutenant l'émission de lettres de crédit. OPG est tenue de fournir les lettres de crédit comme garantie aux sociétés de distribution locale, comme le stipule le code de règlement au détail de la Commission de l'énergie de l'Ontario («CEO»), et de soutenir le régime de retraite complémentaire. Au 31 décembre 2004, environ 155 millions de dollars (125 millions de dollars en 2003) de lettres de crédit avaient été émises à titre de sûreté auprès des sociétés de distribution locale et de soutien du régime de retraite complémentaire.

7

Dettes à long terme

La dette à long terme consiste en ce qui suit :

(en millions de dollars)	2004	2003
Effets à payer à la SFIÉO	3 200	3 200
Obligations en vertu de contrats de location-acquisition	3	8
Part de la dette de la société en commandite sans recours	201	189
	3 404	3 397
Moins : échéant à moins d'un an		
Obligations en vertu de contrats de location-acquisition	3	4
Part de la dette de la société en commandite	2	–
	5	4
Dettes à long terme	3 399	3 393

Les effets de premier rang confèrent à leurs porteurs le droit de recevoir le paiement complet des montants qui leur sont dus, avant les porteurs des effets subordonnés. La SFIÉO détient actuellement l'ensemble des dettes de premier rang et des effets subordonnés d'OPG.

Les dates d'échéance au 31 décembre 2004 des effets à payer à la SFIÉO sont comme suit :

Échéance	Taux d'intérêt (%)	Capital impayé (en millions de dollars)		Total
		Effets de premier rang	Effets subordonnés	
2006	5,44	100	–	100
2006	5,62	300	–	300
2006	5,94	100	–	100
2006	5,78	300	–	300
2007	5,85	400	–	400
2008	5,90	400	–	400
2009	6,01	350	–	350
2010	5,49	200	–	200
2010	5,71	300	–	300
2010	6,60	–	375	375
2011	6,65	–	375	375
		2 450	750	3 200

En décembre 2004, OPG a conclu une entente avec la SFIÉO afin de reporter le paiement sur un montant de capital de 500 millions de dollars sur des effets de premier rang venant à échéance en 2005, en prolongeant le terme de cinq ans. Les taux d'intérêt demeurent inchangés. Cette modification des dates d'échéance est reflétée dans le tableau ci-dessus.

En mars 2005, la Société a conclu une entente avec la SFIÉO en vue d'obtenir un financement additionnel pouvant atteindre 600 millions de dollars.

La Société a également conclu une entente avec la SFIÉO afin de régler, au moyen d'un effet de premier rang additionnel de 95 millions de dollars venant à échéance en 2010, ses intérêts débiteurs de 95 millions de dollars exigibles en mars 2005 liés à la dette de 3,2 milliards de dollars envers la SFIÉO. De plus, la SFIÉO a convenu que le paiement des intérêts de 98 millions de dollars exigibles en septembre 2005 se fera au moyen d'un effet de premier rang additionnel de 98 millions de dollars.

En septembre 2002, Brighton Beach, société en commandite formée par OPG, ATCO Power Canada Ltd., ATCO Resources Ltd. et Brighton Beach Power Ltd., a conclu un financement privé par obligations et emprunts à terme de 403 millions de dollars pour son projet de production électrique de 580 mégawatts en construction à Windsor, en Ontario. Brighton Beach a également signé une convention de conversion énergétique avec Coral, en vertu de laquelle Coral livrera le gaz naturel à la centrale et possèdera, commercialisera et négociera toute la production d'électricité. OPG consolide proportionnellement sa participation de 50 % dans la société en commandite Brighton Beach. Au 31 décembre 2004, l'encours du prêt s'élevait à 403 millions de dollars (378 millions de dollars en 2003), dont 201 millions de dollars (189 millions de dollars en 2003) sont comptabilisés par OPG. Le projet et les tests de rendement ont été achevés en novembre 2004 et, par conséquent, tout recours envers OPG associé au financement de Brighton Beach dont il est question ci-dessus a été éteint.

Les intérêts versés pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2004 se sont élevés à 218 millions de dollars (219 millions de dollars en 2003), dont 213 millions de dollars se rapportent à la dette à long terme (210 millions de dollars en 2003).

Le passif pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires fondé sur la valeur actualisée consiste en ce qui suit :

(en millions de dollars)	2004	2003
Passif pour gestion du combustible nucléaire irradié	4 693	4 451
Passif pour déclasserement des centrales nucléaires et gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne	3 457	3 289
Passif pour enlèvement d'immobilisations non nucléaires	189	181
Passif pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires	8 339	7 921

La variation du passif net pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires pour les exercices terminés les 31 décembre 2004 et 2003 consiste en ce qui suit :

(en millions de dollars)	2004	2003
Passif au début de l'exercice	7 921	7 539
Augmentation du passif en raison de la charge de désactualisation	453	430
Augmentation du passif en raison des charges variables liées à la gestion des déchets nucléaires et du combustible nucléaire irradié	35	24
Enlèvement d'immobilisations se rapportant aux participations	1	–
Passif réglé par les dépenses de gestion des déchets	(71)	(72)
Passif à la fin de l'exercice	8 339	7 921

Les obligations liées à la mise hors service des immobilisations d'OPG 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 déclasserement, la démolition et la cession des installations et du matériel, la décontamination et la remise en état des sites et la gestion poursuivie à long terme du combustible nucléaire irradié et des déchets à faible activité et à activité moyenne.

Les coûts suivants sont constatés à titre de passif :

- la valeur actualisée des coûts de déclasserement 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, engagée à ce jour.

L'établissement du montant à comptabiliser pour les coûts pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires exige des hypothèses importantes, car ces programmes s'échelonnent sur un bon nombre d'années. Des fermetures de centrales sont projetées d'ici les 30 prochaines années, selon la centrale. Les programmes actuels englobent des estimations de flux de trésorerie jusqu'en 2057 pour le déclasserement des centrales nucléaires et jusqu'en 2100 environ pour la gestion du combustible nucléaire irradié. Le montant non actualisé des flux de trésorerie estimatifs associés au passif qui devrait être engagé jusqu'à la date de fermeture des centrales inclusivement est d'environ 19 milliards de dollars. Le taux d'actualisation utilisé pour calculer la valeur actualisée des passifs au 31 décembre 2004 était de 5,75 % (5,75 % en 2003), et les taux d'accroissement des coûts variaient de 1 % à 4 % en 2004 et en 2003. En vertu des conditions du contrat de location avec Bruce Power, OPG a toujours la responsabilité des passifs pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires se rapportant aux centrales nucléaires de Bruce.

Les hypothèses importantes sur plusieurs facteurs techniques et opérationnels utilisées 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 totale 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 pour 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 le stockage en couches géologiques profondes; la mise en service prévue en 2035 d'installations de stockage de combustible nucléaire irradié; et une distance moyenne de transport de 1 000 kilomètres entre les centrales nucléaires et les installations de stockage. Des solutions de rechange au procédé d'enfouissement sont examinées par les installations nucléaires canadiennes dans le cadre de l'étude d'options exigée par la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire* (Canada) («LDCN»). L'étude des options doit être terminée d'ici 2005, une décision du gouvernement fédéral n'étant pas attendue avant 2006.

Passif au titre des coûts de déclasserement des centrales nucléaires et de gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne

Le passif pour déclasserement des centrales nucléaires et gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne représente les coûts estimatifs du déclasserement des 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 hypothèses importantes utilisées pour l'estimation des coûts futurs d'enlèvement des immobilisations nucléaires incluent le déclasserement des 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 déchets de faible activité et d'activité moyenne issus du déclasserement seront évacués vers les installations conçues à cette fin.

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 élimination définitive à long terme. Les hypothèses actuelles utilisées pour l'établissement des coûts relatifs aux déchets nucléaires de faible activité et d'activité moyenne incluent : la mise en service en 2015 d'installations d'élimination des déchets de faible activité; le costockage de déchets d'activité intermédiaire de courte durée et de déchets de faible activité à partir de 2015; et le costockage du reste des déchets d'activité intermédiaire de longue durée et du combustible irradié à partir de 2035.

Passif au titre des coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires

Le passif pour enlèvement d'immobilisations non nucléaires repose sur des estimations de coûts de tiers formulées 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 2005 et 2034.

Outre le passif de 154 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 35 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 centrales hydroélectriques. En outre, les coûts pour ce type d'installation ne peuvent 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 pour déclasserement de ses centrales hydroélectriques.

Ontario Nuclear Funds Agreement

OPG met des fonds de côté qui seront utilisés spécifiquement pour le règlement de passifs pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. En juillet 2003, OPG et la Province ont conclu des accords, en vertu de l'ONFA, qui exigeaient l'établissement de fonds de réserve distincts pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires. Pour se conformer à l'ONFA, OPG a transféré les actifs de ses fonds existants pour enlèvement des immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires à un Fonds de déclasserement et à un Fonds pour combustible irradié, détenus dans des comptes de garde distincts. De plus, un montant à recevoir de la SFIÉO de 3,1 milliards de dollars a été transféré dans les Fonds sous forme d'un paiement au comptant de 1,2 milliard de dollars et d'effets à recevoir portant intérêt de 1,9 milliard de dollars, qui sont classés comme un actif des Fonds et sont censés être financés au cours des trois prochaines années.

Le Fonds de déclasserement servira à financer les coûts futurs d'enlèvement des immobilisations nucléaires et de gestion des déchets 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, qui englobe l'effet à recevoir de la SFIÉO, est censé être suffisant pour régler entièrement l'estimation du passif de 1999. Tout manque à gagner devra être comblé par OPG.

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 l'obligation 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^{er} avril 1999 (environ 8,3 milliards de dollars en dollars de 2004), compte tenu des projections relatives aux grappes de combustible irradié établies selon la durée de vie de la centrale figurant dans le cadre financier. OPG fait des versements trimestriels au cours de la durée de vie de ses centrales nucléaires, comme il est précisé dans l'ONFA. Le financement requis pour 2004 dans le cadre de l'ONFA a été de 454 millions de dollars, y compris une contribution de 100 millions de dollars à la fiducie en vertu de la LDCN de l'Ontario (la «Fiducie»).

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 d'ici 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 et a versé 100 millions de dollars en 2003 et en 2004. En vertu de la LDCN, OPG doit déposer 100 millions de dollars chaque année dans la Fiducie jusqu'à ce que le gouvernement fédéral approuve un plan à long terme, qui n'est pas attendu avant 2006. Les contributions futures à la Fiducie après 2005 dépendront de l'orientation choisie par le gouvernement fédéral. Étant donné que la Fiducie fait partie du Fonds pour combustible irradié, les contributions à la Fiducie, comme l'exige la LDCN, sont appliquées aux obligations de paiement aux termes de l'ONFA.

Aux 31 décembre 2004 et 2003, les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires consistaient en ce qui suit :

	Méthode de l'amortissement du coût		Juste valeur	
	2004	2003	2004	2003
(en millions de dollars)				
Fonds de déclassement	3 858	3 641	4 131	3 801
Fonds pour combustible irradié ¹⁾	2 118	1 587	2 118	1 587
	5 976	5 228	6 249	5 388

¹⁾ La Fiducie de la LDCN de l'Ontario représente 794 millions de dollars au 31 décembre 2004 (648 millions de dollars en 2003) du Fonds pour combustible irradié selon la méthode de l'amortissement du coût.

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 s'acquitter des obligations actuelles liées au déclassement des 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'au moment où il y aura suffisamment de fonds pour couvrir le passif accumulé aux fins de déclassement et de gestion des déchets nucléaires. La garantie, avec le Fonds pour combustible irradié et le Fonds de déclassement, répondait aux 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 payé la commission de garantie pour 2004, qui s'établissait à 8 millions de dollars, au premier trimestre de 2004.

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG un rendement annuel dans le Fonds pour combustible irradié de 3,25 % plus la variation de l'indice des prix à la consommation de l'Ontario («rendement garanti»). La différence entre le rendement garanti sur le 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 comptabilise les placements dans les fonds distincts selon la méthode de l'amortissement du coût, 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 2004, les comptes du Fonds pour combustible irradié comprenaient un montant de 4 millions de dollars dû à la Province (montant de 10 millions de dollars dû par la Province en 2003). 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 2004, il y aurait eu un montant dû à la Province de 156 millions de dollars (71 millions de dollars en 2003).

En vertu de l'ONFA, un taux de rendement cible de 5,75 % par année a été établi pour le Fonds de déclassement. Si le taux de rendement diffère de 5,75 % ou si l'estimation des passifs change dans le cadre approuvé actuellement de l'ONFA, le Fonds de déclassement peut être insuffisant ou excédentaire. Selon l'ONFA, en cas d'un surplus dans le Fonds de déclassement de sorte que les passifs, aux termes du cadre approuvé actuellement de l'ONFA, sont financés au moins à 120 %, OPG peut transférer jusqu'à 50 % de l'excédent sur 120 % à titre de contribution au Fonds pour combustible irradié, et la SFIÉO est en droit de recevoir une distribution d'un montant équivalent. De plus, à l'expiration de l'ONFA, la Province a droit aux fonds excédentaires dans la mesure où la juste valeur marchande du Fonds de déclassement dépasse les coûts d'achèvement estimés autorisés aux termes du cadre approuvé actuellement de l'ONFA. Au 31 décembre 2004, les coûts d'achèvement estimés selon le plan de référence approuvé actuellement de l'ONFA sont entièrement provisionnés. Le Fonds de déclassement ne présente pas de montant excédentaire dû à la Province selon la méthode de l'amortissement du coût. Si les placements dans le Fonds de déclassement avaient été comptabilisés à la juste valeur marchande dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2004, et que 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 249 millions de dollars (128 millions de dollars en 2003).

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 2004 et 2003 :

(en millions de dollars)	Méthode de l'amortissement du coût		Juste valeur	
	2004	2003	2004	2003
Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme	211	139	211	139
Titres négociables	3 056	2 556	3 472	2 795
Obligations et débetures	723	635	732	637
Créance de la SFIÉO	1 993	1 892	1 993	1 892
Frais d'administration à payer	(3)	(4)	(3)	(4)
	5 980	5 218	6 405	5 459
Montant dû (à) par la Province – Fonds pour combustible irradié	(4)	10	(156)	(71)
Total	5 976	5 228	6 249	5 388

Les obligations et les débetures détenues dans le Fonds pour combustible irradié et le Fonds de déclassement aux 31 décembre 2004 et 2003 viennent à échéance comme suit :

(en millions de dollars)	Juste valeur	
	2004	2003
Moins d'un an	–	19
De 1 à 5 ans	259	204
De 5 à 10 ans	233	260
Plus de 10 ans	240	154
Total des titres d'emprunt à venir à échéance	732	637
Rendement moyen	4,1 %	4,3 %

Une créance de 1 993 millions de dollars (1 892 millions de dollars en 2003) de la SFIÉO ne porte pas de date d'échéance précise. Le taux d'intérêt réel sur la créance de la SFIÉO était de 5,3 % en 2004 (5,0 % en 2003 à partir de la conclusion de l'ONFA en juillet 2003).

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 enregistré est un régime contributif à prestations déterminées couvrant tous les employés permanents et les 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. Le régime de retraite complémentaire est un régime à prestations déterminées couvrant certains employés et retraités.

Les obligations au titre des régimes de retraite et des autres d'avantages postérieurs à l'emploi dépendent de divers facteurs dont les taux d'intérêt, les rajustements 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 mesurés au 31 décembre 2004.

	Régime de retraite agréé et régime de retraite complémentaire		Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	2004	2003	2004	2003
Hypothèses moyennes pondérées – Obligation au titre des prestations à la fin de l'exercice				
Taux d'actualisation des prestations de retraite futures	6,00 %	6,25 %	5,88 %	6,17 %
Taux d'indexation de la grille salariale	3,25 %	3,25 %	–	–
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations	2,25 %	2,25 %	–	–
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	–	–	7,03 %	6,33 %
Taux tendanciel cible du coût des soins de santé	–	–	4,46 %	4,46 %
Année d'atteinte du taux cible	–	–	2014	2010
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	–	–	2,25 %	2,25 %

	Régime de retraite agréé et régime de retraite complémentaire		Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	2004	2003	2004	2003
Hypothèses moyennes pondérées – Coût de l'exercice				
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	7,00 %	7,00 %		
Taux d'actualisation des prestations de retraite futures	6,25 %	6,75 %	6,17 %	6,60 %
Taux d'indexation de la grille salariale	3,25 %	3,00 %	–	–
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations	2,25 %	2,00 %	–	–
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	–	–	6,33 %	6,42 %
Taux tendanciel cible du coût des soins de santé	–	–	4,46 %	4,13 %
Année d'atteinte du taux cible	–	–	2010	2010
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	–	–	2,25 %	2,00 %
Nombre moyen d'années de service à courir pour les salariés actifs	12	12	12	11

	Régime de retraite agréé		Régime de retraite complémentaire		Autres avantages postérieurs à l'emploi	
(en millions de dollars)	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Variation des actifs des régimes						
Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice	6 449	5 727	–	–	–	–
Cotisations patronales	154	153	6	5	54	51
Cotisations salariales	52	52	–	–	–	–
Rendement réel des actifs des régimes, déduction faite des charges	693	783	–	–	–	–
Règlements	(4)	–	–	–	–	–
Versements de prestations	(288)	(266)	(6)	(5)	(54)	(51)
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	7 056	6 449	–	–	–	–
Variation de l'obligation au titre des prestations projetées						
Obligation au titre des prestations projetées au début de l'exercice	7 046	5 965	117	125	1 307	1 079
Coût des prestations pour services rendus au cours de l'exercice de l'employeur	143	107	8	8	41	29
Cotisations salariales	52	52	–	–	–	–
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	442	402	7	9	82	64
Perte (gain) de compression	2	–	–	–	(1)	–
Gain de règlement	(4)	–	–	–	–	–
Versements de prestations	(288)	(266)	(6)	(5)	(54)	(51)
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	270	786	18	(20)	124	186
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	7 663	7 046	144	117	1 499	1 307
Situation de capitalisation – surplus (déficit) à la fin de l'exercice	(607)	(597)	(144)	(117)	(1 499)	(1 307)
					2004	2003
Catégories d'actifs dans la caisse du régime de retraite agréé						
Actions					65 %	65 %
Placements à revenu fixe					33 %	34 %
Encaisse et placements à court terme					2 %	1 %
Total					100 %	100 %

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 nord-américaines. La caisse est également constituée d'un petit portefeuille immobilier représentant moins de 1 % des actifs des régimes.

La plus récente évaluation actuarielle produite a été faite au 1^{er} avril 2002. Compte tenu d'une capitalisation régulière, les actifs étant présentés à leur valeur marchande, OPG estime que le déficit de la caisse de retraite s'élevait à 1,5 milliard de dollars au 31 décembre 2004 (1,3 milliard de dollars en 2003). Le déficit présenté dans la prochaine évaluation actuarielle, qui doit être en date du 1^{er} avril 2005 au plus tard, pourrait être considérablement différent.

Le régime complémentaire n'est pas capitalisé, mais il est garanti au moyen de lettres de crédit totalisant 125 millions de dollars.

	Régime de retraite agréé		Régime de retraite complémentaire		Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003
(en millions of dollars)						
Rapprochement de la situation de capitalisation et de l'actif (du passif) au titre des prestations constituées						
Situation de capitalisation – surplus (déficit) à la fin de l'exercice	(607)	(597)	(144)	(117)	(1 499)	(1 307)
Perte actuarielle nette non amortie	1 012	924	28	10	422	313
Coût non amorti au titre des services passés	119	137	5	6	18	21
Actif (passif) au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice	524	464	(111)	(101)	(1 059)	(973)
Tranche à court terme	–	–	(6)	(3)	(59)	(58)
Tranche à long terme	524	464	(105)	(98)	(1 000)	(915)

	Régime de retraite agréé		Régime de retraite complémentaire		Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003
(en millions de dollars)						
Composantes du coût constaté						
Coût pour services rendus au cours de l'exercice	143	107	8	8	41	29
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	442	402	7	9	82	64
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	(511)	(502)	–	–	–	–
Perte (gain) de compression	2	–	–	–	(1)	–
Amortissement des coûts pour services passés	18	18	1	1	3	3
Amortissement de la perte actuarielle nette (du gain actuariel net)	–	(31)	–	2	15	2
Coût (revenu) constaté	94	(6)	16	20	140	98

	Régime de retraite agréé		Régime de retraite complémentaire		Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003
(en millions de dollars)						
Composantes du coût engagé et constaté						
Coût pour services rendus au cours de l'exercice	143	107	8	8	41	29
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	442	402	7	9	82	64
Rendement réel des actifs des régimes, déduction faite des charges	(693)	(783)	–	–	–	–
Perte (gain) de compression	2	–	–	–	(1)	–
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	270	786	18	(20)	124	186
Coût engagé au cours de l'exercice	164	512	33	(3)	246	279
Différences entre les coûts engagés et les coûts constatés relativement à ce qui suit :						
Rendement réel des actifs des régimes, déduction faite des charges	182	281	–	–	–	–
Coûts pour services passés	18	18	1	1	3	3
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	(270)	(817)	(18)	22	(109)	(184)
Coût (revenu) constaté	94	(6)	16	20	140	98

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 21 millions de dollars (14 millions de dollars en 2003) pour les autres avantages postérieurs à l'emploi pour 2004 ou une diminution des composantes services et intérêts du coût constaté de 19 millions de dollars (11 millions de dollars en 2003) pour les autres avantages postérieurs à l'emploi pour 2004. Une augmentation ou une diminution de 1,0 % du taux tendanciel du coût de soins de santé entraînerait respectivement une augmentation de 221 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2004 (169 millions de dollars en 2003) pour les autres avantages postérieurs à l'emploi ou une diminution de 175 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2004 (152 millions de dollars en 2003).

10

Instruments financiers

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.

Les activités d'échange et la liquidité sur le marché de l'électricité de l'Ontario ont été limitées, étant donné que les sociétés ne concluent généralement que des contrats à court terme. Par conséquent, les informations sur les prix à terme pour les contrats peuvent ne pas être entièrement représentatives du coût de ces contrats. Pour les contrats conclus en Ontario qui ne sont pas conclus à des fins de couverture, OPG a établi des réserves de liquidité à la juste valeur marchande des actifs et des passifs équivalant au gain ou à la perte sur ces contrats. Ces réserves ont fait diminuer les produits tirés du secteur Commercialisation de l'énergie de 2 millions de dollars au cours de 2004 (augmentation de 2 millions de dollars en 2003). Les contrats conclus pour des opérations à l'extérieur de l'Ontario continuent d'être constatés aux bilans consolidés en tant qu'actif ou passif à la juste valeur, les variations de juste valeur étant comptabilisées à titre de gain ou de perte dans les produits du secteur Commercialisation de l'énergie.

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	Durée 2004	Juste valeur	Quantité nominale	Durée 2003	Juste valeur
(en millions de dollars, sauf indication contraire)						
(Perte)/gain						
Instruments dérivés sur l'électricité	10,4 TWh	1 à 3 ans	(71)	23,9 TWh	1 à 3 ans	(13)
Instruments dérivés sur les taux de change	10 \$ US	janv. 2005	–	40 \$ US	janv. 2004	(3)
Option d'achat de crédits de réduction des émissions	–	–	–	3,000,000 de tonnes	2004	–

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 2004 s'élevait à 0,81 \$ US (0,72 \$ US en 2003) contre un dollar canadien.

Instruments dérivés non utilisés aux fins de couverture

La valeur comptable (juste valeur) des instruments dérivés non désignés comme couverture est comme suit :

	Quantité nominale	Juste valeur	Quantité nominale	Juste valeur
(en millions de dollars, sauf indication contraire)				
		2004		2003
Instruments dérivés sur marchandises				
Actifs	7,9 TWh	12	7,9 TWh	8
Passifs	1,3 TWh	(12)	1,6 TWh	(8)
Réserves de liquidité de l'Ontario		(7)		(5)
Total		(7)		(5)

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 à payer associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, des effets à court terme à payer et de la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an 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 :

	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
	2004		2003	
(en millions de dollars)				
Actifs financiers				
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	5 976	6 249	5 228	5 388
Débiteurs à long terme et autres actifs	56	56	64	64
Passifs financiers				
Dette à long terme	3 399	3 577	3 393	3 516
Créditeurs et charges à payer à long terme	212	212	276	276

Risque de crédit

La majorité des produits d'exploitation d'OPG provient de la vente d'électricité sur le marché au comptant administré par la SIERÉ. Les autres produits d'exploitation d'OPG proviennent de diverses sources, dont la vente à des tiers de produits de gestion des risques financiers. OPG gère le risque de crédit de contrepartie en surveillant les contreparties dont la notation est plus faible et en limitant son exposition à celles-ci, en évaluant de manière intégrée le risque de crédit de ces contreparties, en effectuant des examens périodiques de leur solvabilité et en obtenant entre autres une garantie de crédit pour toutes les opérations au-delà des limites approuvées.

11

Impôts sur les bénéfices

Le rapprochement du taux d'imposition réel et du taux prévu par la loi se présente comme suit :

(en millions de dollars)	2004	2003
(Perte) avant impôts sur les bénéfices	(38)	(494)
Taux d'imposition fédéral et provincial combiné prévu par la loi, y compris la surtaxe	36,1 %	36,6 %
Taux prévu par la loi appliqué au bénéfice comptable	(14)	(181)
Augmentation (diminution) des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants :		
Impôt des grandes sociétés en sus de la surtaxe	30	37
Taux d'imposition futur sur les écarts temporaires	(3)	4
Éléments de bénéfice non imposables	(4)	(3)
Rajustement relatif aux fluctuations des taux d'imposition futurs	–	30
Provision pour moins-value	(93)	93
Divers	4	17
	(66)	178
Recouvrement d'impôts sur les bénéfices	(80)	(3)
Taux d'imposition réel	210,5 %	0,6 %

Les composantes importantes de la charge d'impôts (du recouvrement d'impôts) sont présentées dans le tableau suivant :

(en millions de dollars)	2004	2003
Charge d'impôts de l'exercice	21	80
Charge d'impôts futurs (économie) :		
Variation des écarts temporaires	50	(64)
Report prospectif de pertes autres qu'en capital	(67)	(101)
Impôt minimum futur de l'Ontario à recouvrer	-	(41)
Provision pour (reprise sur) moins-value	(93)	93
Rajustement relatif aux fluctuations des taux d'imposition futurs	-	30
Divers	9	-
Recouvrements d'impôts sur les bénéfices	(80)	(3)

Au 31 décembre 2004, OPG comptait environ 493 millions de dollars (296 millions de dollars en 2003) de pertes autres qu'en capital reportées de façon prospective, pour lesquelles elle a comptabilisé des actifs d'impôts futurs de 67 millions de dollars en 2004 (101 millions de dollars en 2003) aux fins de présentation de l'information financière. La perte de 2003 prendra fin en 2010, et celle de 2004, en 2014.

Les impôts sur les bénéfices payés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 se sont établis à 17 millions de dollars (28 millions de dollars en 2003). OPG n'a constaté aucun montant dans les autres impôts sur les bénéfices à recouvrer pour l'exercice en cours (16 millions de dollars en 2003).

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)	2004	2003
Actifs d'impôts futurs :		
Passif pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires	2 806	2 664
Autres passifs et actifs	446	443
Report prospectif de pertes autres qu'en capital	168	101
Impôt minimum futur de l'Ontario à recouvrer	42	41
	3 462	3 249
Passifs d'impôts futurs :		
Immobilisations	1 211	1 422
Fonds pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires	2 039	1 784
Autres passifs et actifs	323	255
	3 573	3 461
Passifs d'impôts futurs nets	111	212
Représentés par :		
Tranche à court terme	(44)	(60)
Tranche à long terme	155	272
	111	212

OPG a pris certaines positions en matière de déclaration de l'impôt des sociétés et des impôts et taxes sur le capital qui pourraient être contestées au moment de la vérification et possiblement refusées et donner lieu à une augmentation importante de l'obligation fiscale au moment du redressement. Par conséquent, il subsiste une certaine incertitude sur le montant de la charge d'impôts, et la direction n'est pas en mesure d'en établir l'incidence sur les états financiers consolidés.

Aux 31 décembre 2004 et 2003, 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. Les dividendes sont déclarés et versés de façon à obtenir un taux de distribution de 35 % du bénéfice net annuel.

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. Chacun de ces litiges s'accompagne d'incertitudes. Certains d'entre eux pourraient être réglés au désavantage d'OPG. Ces éventualités sont constatées au moment où elles sont susceptibles de se produire et lorsqu'elles peuvent être estimées de manière raisonnable. La direction estime que la résolution finale de ces litiges n'aura pas d'incidence importante sur la situation financière d'OPG.

En juillet 2004, OPG a été accusée de négligence criminelle causant la mort et de négligence criminelle causant un préjudice corporel en rapport avec l'accident survenu en 2002 à Barrett Chute. Ces accusations sont toujours en instance et OPG a une défense raisonnable. Cependant, qu'elle soit ou non reconnue coupable de ces accusations, OPG ne prévoit pas que cela aura des effets néfastes importants sur sa situation financière.

Réclamations et litiges touchant les nations autochtones

La réclamation de la Première nation de Slate Falls porte sur 40 millions de dollars. La Première nation a lancé une action en justice auprès de la Cour de l'Ontario pour une mesure de redressement déclaratoire et des dommages non précisés en raison d'une atteinte aux droits fonciers ancestraux et à la réserve due aux crues et à d'autres actes de violation de la propriété. Le gouvernement du Canada est également défendeur dans cette réclamation. La Première nation est composée d'anciens membres d'un certain nombre de différentes bandes, dont celle d'Osnaburgh. Ontario Hydro avait conclu précédemment une entente de règlement avec la Première nation de Mishkeegogamang, connue auparavant sous le nom de Première nation d'Osnaburgh. Le gouvernement du Canada et OPG évaluent le chevauchement possible des bénéficiaires entre le litige actuel et le règlement précédent. Les parties sont au stade préliminaire de la collecte des documents qui serviront à l'évaluation de la responsabilité et des dommages éventuels; elles sont par conséquent dans l'impossibilité d'évaluer la réclamation pour l'instant.

Les requêtes préliminaires ont été réglées en faveur de la Première nation de Slate Falls. En conséquence, un membre de la Première nation de Slate Falls a été autorisé à représenter quelque 200 autochtones vivants et décédés qui sont ou étaient membres de la Première nation de Slate Falls. La requête d'OPG et du Canada visant à obtenir un jugement sommaire rejetant l'action du plaignant a été rejetée. Tous les appels sont maintenant complets et le Canada cherche à ajouter la province d'Ontario et Mishkeegogamang en tant que parties. Le Canada est poursuivi séparément par Mishkeegogamang et demande qu'OPG et l'Ontario soient ajoutées en tant que parties à cette instance. Toute somme qu'OPG pourrait avoir à payer au Canada à titre de dommages-intérêts dans cette poursuite serait, en vertu des conditions du règlement conclu avec Mishkeegogamang, créditée au solde des sommes qu'OPG doit en vertu du règlement.

Les Premières nations de Whitesand et de Red Rock ont intenté une action en dommages-intérêts d'un montant non précisé en raison d'une atteinte aux droits fonciers ancestraux et à la réserve dans le bassin de la rivière Nipigon, au nord de Thunder Bay, due aux crues et à d'autres actes de violation de la propriété. Les Couronnes fédérale et provinciale et Hydro One sont aussi défendeurs.

Environnement

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^{er} avril 1999. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2004, des dépenses de 2 millions de dollars (4 millions de dollars en 2003) ont été déduites de cette provision.

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 concluent différentes ententes en vue de fournir des garanties financières 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.

OPG a fourni des garanties limitées relativement à sa part du financement de Brighton Beach, selon lesquelles elle est responsable de fournir sa part de capitaux propres liée aux dépassements de coûts de construction de la centrale. Au 31 décembre 2004, OPG demeure responsable de fournir sa part de capitaux propres liée aux dépassements de coûts, jusqu'à concurrence de 6 millions de dollars. Comme Brighton Beach est entrée en activité en juillet 2004, tous les dépassements de coûts sont maintenant surtout limités au règlement des privilèges de construction enregistrés par certains entrepreneurs associés au projet de construction. Les paiements futurs éventuels maximaux ne sont pas connus puisque Brighton Beach doit finir de revoir et de résoudre les privilèges existants. Brighton Beach négocie actuellement le règlement de ces privilèges.

Obligations contractuelles

Les obligations contractuelles de la Société et les autres engagements commerciaux sont comme suit au 31 décembre 2004 :

(en millions de dollars)	2005	2006	2007	2008	2009	Par la suite	Total
Ententes d'approvisionnement en combustible	526	386	203	120	36	34	1 305
Contributions effectuées dans le cadre de l'ONFA	454	454	454	679	350	1 753	4 144
Remboursement de la dette à long terme	–	800	400	400	350	1 345	3 295
Intérêt sur la dette à long terme	99	191	145	122	99	86	742
Obligations d'achat non conditionnelles	39	27	16	12	14	50	158
Créditeurs à long terme	28	28	28	10	–	–	94
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation	7	5	4	4	–	19	39
Divers	76	35	36	37	37	25	246
Total	1 229	1 926	1 286	1 384	886	3 312	10 023

14

Restructuration

La variation du passif de restructuration au titre des prestations de cessation d'emploi pour les exercices terminés les 31 décembre 2004 et 2003 est comme suit :

(en millions de dollars)	2004	2003
Passif au début de l'exercice	52	120
Charges de restructuration	19	–
Versements	(51)	(68)
Passif à la fin de l'exercice	20	52

OPG a comptabilisé des charges de restructuration de 16 millions de dollars constituées de 15 millions de dollars de prestations de cessation d'emploi et de 1 million de dollars de charges de retraite et d'autres avantages postérieurs à l'emploi associés à sa centrale Lakeview durant le deuxième trimestre de 2004. En vertu de la réglementation, OPG est tenue de cesser de faire brûler du charbon à sa centrale Lakeview d'ici la fin d'avril 2005. OPG a communiqué son plan visant à fermer la centrale Lakeview à tous les employés. Au 31 décembre 2004, 81 employés avaient accepté l'offre de départ de la Société. OPG a également constaté des charges de restructuration de 4 millions de dollars liées à son secteur Commercialisation de l'énergie.

15

Contrats d'option à taux intermédiaires

Dans le cadre du règlement ontarien intitulé Transition – Generation Corporation Designated Rate Options («TRO»), OPG est tenue d'accorder, à l'ouverture du marché, un allègement de tarifs transitoire 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^{er} juillet 1999 au 30 juin 2000. Les contrats TRO sont considérés comme une couverture des produits tirés des activités de production. Le volume prévu maximal assujéti à l'allègement est d'environ 5,4 TWh pendant la première année suivant l'ouverture du marché, 3,6 TWh au cours de la deuxième année et 1,8 TWh pendant la troisième et la quatrième année. La durée maximale du programme est de quatre ans.

Une provision de 210 millions de dollars pour les contrats TRO a été constatée au cours du premier trimestre de 2002 en fonction de la perte future estimative sur ces contrats. La provision a été déterminée à cette date selon les meilleures estimations de la direction concernant la courbe des prix à terme, les commissions du marché de l'électricité de gros, l'incidence de la cession de contrôle sur les contrats, les interruptions de production et le recouvrement des rabais relatifs à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché. La provision pour les contrats TRO a été constituée en fonction de l'atteinte des objectifs de cession de contrôle dans les trois années suivant l'ouverture du marché. OPG ne s'attend plus à atteindre les objectifs de cession de contrôle nécessaires pour que les contrats TRO échoient après trois ans. Donc, un montant additionnel de 30 millions de dollars relatif à la quatrième année des contrats TRO a été comptabilisé en 2003.

En 2004, un montant de 52 millions de dollars (73 millions de dollars en 2003) a été déduit de la provision et inclus dans le calcul du produit tiré de la production.

16

Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché

Jusqu'au 1^{er} avril 2005, OPG doit, en vertu de sa licence de production, respecter des mesures d'atténuation de l'emprise sur le marché, notamment par un mécanisme de rabais et par une exigence de cession du contrôle de la capacité de production, afin de traiter la possibilité pour OPG d'exercer une emprise sur le marché de l'Ontario. Dans le cadre du mécanisme de rabais, une majorité importante des ventes d'électricité prévues d'OPG est assujettie à un plafond de produits annuels moyens de 3,8 ¢ le kWh. Pendant la durée de l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, OPG est tenue de verser à la SIERÉ un rabais annuel équivalant à l'excédent, le cas échéant, du prix moyen horaire sur le marché au comptant sur 3,8 ¢ le kWh sur une période de règlement de 12 mois, multiplié par le montant d'énergie assujetti au mécanisme de rabais. L'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché sera remplacée le 1^{er} avril 2005 par un prix réglementé pour les centrales hydroélectriques et nucléaires à capacité de charge de base. De plus, 85 % de la production d'électricité d'OPG non réglementée, excluant la production de la centrale Lennox et les volumes liés aux contrats existants, feront l'objet d'une limite de revenus fondée sur un prix moyen de 4,7 ¢ le kWh. Cette limite de revenus sera en place pendant une période de 13 mois.

Conformément à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, le rabais est calculé selon le volume des ventes d'électricité assujetti 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 en 2004 a dépassé le plafond des produits de 3,8 ¢ le kWh, OPG a constaté un montant de 1 154 millions de dollars (1 510 millions de dollars en 2003) 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 des exercices terminés les 31 décembre 2004 et 2003 a été comme suit :

(en millions de dollars)	2004	2003
Passif au début de l'exercice	409	572
Augmentation de la provision pendant la période	1 154	1 510
Paiements	(1 124)	(1 673)
Passif à la fin de l'exercice	439	409

17

Recherche et développement

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, des frais de recherche et de développement de 21 millions de dollars (21 millions de dollars en 2003) ont été imputés aux résultats.

18

Secteurs d'activité

Description des secteurs isolables

Depuis l'ouverture à la libre concurrence du marché de l'électricité en Ontario, le 1^{er} mai 2002, OPG a commencé à répartir ses activités entre deux secteurs isolables : Production et Commercialisation de l'énergie. Une catégorie distincte, Secteur non énergétique et autres, englobe les produits d'exploitation et certains coûts qui ne sont pas affectés aux deux secteurs d'activité.

Secteur Production

OPG exerce son activité principale, la production et la vente d'électricité, en Ontario. Depuis l'ouverture du marché de l'électricité en Ontario, le 1^{er} mai 2002, l'ensemble de la production d'électricité d'OPG est vendue sur le marché au comptant en temps réel qui est administré par la SIERÉ. Ainsi, la plupart des produits d'OPG proviennent des ventes sur le marché au comptant. OPG tire également des produits de l'approvisionnement des réserves pour l'exploitation et des contrats de prestation de services connexes (réglage de la tension / soutien de la puissance réactive, installations certifiées de redémarrage à froid et réglage de production automatique).

Secteur Commercialisation de l'énergie

Le secteur Commercialisation de l'énergie tire ses produits de différentes opérations financières et opérations physiques sur le marché de l'énergie avec les gros consommateurs et les consommateurs moyens de même que les consommateurs intermédiaires comme des sociétés de service public, des courtiers, des courtiers-fournisseurs, des négociateurs et autres négociants et vendeurs au détail. La commercialisation de l'énergie sur les marchés déréglementés comprend la négociation, la vente de produits de gestion des risques financiers et la vente de produits et de services énergétiques destinés à répondre aux besoins des clients en matière de solutions énergétiques. 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 produits tirés du secteur Commercialisation de l'énergie à titre de gains ou de pertes. OPG achète et vend de l'électricité par l'entremise du marché de la SIERÉ et des marchés interconnectés des autres provinces canadiennes et dans les régions du nord-est et du Midwest des États-Unis.

Secteur non énergétique et autres

OPG tire ses produits autres qu'énergétiques en vertu d'une entente de location-exploitation à long terme conclue avec Bruce Power qui vise les centrales nucléaires de Bruce. Ils comprennent les produits de location, les intérêts créditeurs et les produits tirés de l'analyse et de la conception techniques, des services connexes et techniques. Les produits autres qu'énergétiques englobent aussi les produits tirés de la vente d'isotopes au secteur médical et les locations immobilières.

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. Dans le cadre du paiement initial, OPG a reçu 370 millions de dollars au comptant et un effet à recevoir de 225 millions de dollars, qui a été remboursé en 2003.

En vertu du contrat de location, OPG a accepté de transférer 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 transférés 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 d'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 du contrat, OPG a comptabilisé des produits reportés de façon à refléter le paiement initial, déduction faite des actifs nets transférés à Bruce Power. Les produits reportés sont amortis sur la durée initiale du contrat d'environ 18 ans et constatés à titre de produits autres qu'énergétiques.

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 de Bruce continueront d'être exploitées par Bruce Power. À la clôture de l'opération, l'effet 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 exigences de financement d'OPG relativement aux passifs pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. De plus, de 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 produits de location de 236 millions de dollars (189 millions de dollars en 2003) ont été constatés à titre de produits autres qu'énergétiques. Pour l'essentiel, les autres modalités du contrat de location-exploitation demeurent inchangées.

La valeur comptable nette des immobilisations louées à Bruce Power s'établissait à 590 millions de dollars au 31 décembre 2004 (680 millions de dollars en 2003).

Bénéfice par secteur pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004	Production	Commercia- lisation de l'énergie	Secteur non énergétique et autres	Total
<small>(en millions de dollars)</small>				
Produits				
Produits avant le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	5 637	47	388	6 072
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	(1 154)	-	-	(1 154)
	4 483	47	388	4 918
Combustible	1 153	-	-	1 153
Marge brute	3 330	47	388	3 765
Exploitation, maintenance et administration excluant la remise en service de Pickering A	2 259	6	58	2 323
Remise en service de Pickering A	271	-	-	271
Amortissement	669	-	96	765
Augmentation du passif pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires due à la désactualisation	453	-	-	453
Bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(313)	-	-	(313)
Impôt foncier et impôt sur le capital	88	-	15	103
(Perte) bénéfice avant ce qui suit :	(97)	41	219	163
Restructuration	20	-	-	20
Autres produits	-	-	(8)	(8)
Intérêts débiteurs nets	-	-	189	189
(Perte) bénéfice avant impôts sur les bénéfices	(117)	41	38	(38)

Bénéfice par secteur pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003	Production	Commercia- lisation de l'énergie	Secteur non énergétique et autres	Total
(en millions de dollars)				
Produits				
Produits avant le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	6 300	68	320	6 688
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	(1 510)	–	–	(1 510)
	4 790	68	320	5 178
Combustible	1 678	–	–	1 678
Marge brute	3 112	68	320	3 500
Exploitation, maintenance et administration excluant la remise en service de Pickering A	2 072	8	55	2 135
Remise en service de Pickering A	258	–	–	258
Amortissement	496	–	107	603
Augmentation du passif pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires due à la désactualisation	430	–	–	430
Bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(238)	–	–	(238)
Impôt foncier et impôt sur le capital	98	–	16	114
Perte sur les contrats d'option à taux intermédiaires	–	–	30	30
(Perte) bénéfice avant ce qui suit :	(4)	60	112	168
Dépréciation d'actifs à long terme	576	–	–	576
Autres produits	–	–	(58)	(58)
Intérêts débiteurs nets	–	–	144	144
(Perte) bénéfice avant impôts sur les bénéfices	(580)	60	26	(494)

Principales données du bilan	Production	Commercia- lisation de l'énergie	Secteur non énergétique et autres	Total
(en millions de dollars)				
31 décembre 2004				
Immobilisations corporelles du secteur, montant net	11 065	–	875	11 940
31 décembre 2003				
Immobilisations corporelles du secteur, montant net	11 252	–	935	12 187

Principales données des flux de trésorerie

(en millions de dollars)				
Exercice terminé le 31 décembre 2004				
Dépenses en capital	513	–	48	561
Exercice terminé le 31 décembre 2003				
Dépenses en capital	546	–	97	643

La grande majorité des ventes a été effectuée au Canada. L'ensemble de la production d'électricité d'OPG est vendue sur le marché au comptant en temps réel qui est administré par la SIERÉ. Ainsi, la majorité des produits d'OPG provenait des ventes sur le marché au comptant. Les ventes à la SIERÉ ont représenté 91 % du total des produits pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 (93 % en 2003) et 47 % des débiteurs au 31 décembre 2004 (40 % en 2003).

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 contrepartie établie et convenue par les parties liées.

Les opérations se résument comme suit :

(en millions de dollars)	Produits 2004	Charges 2004	Produits 2003	Charges 2003
Hydro One				
Ventes d'électricité	40	–	36	–
Services	–	12	14	16
Opérations de règlement	–	33	–	36
Province d'Ontario				
Frais sur les revenus bruts, redevances d'utilisation d'énergie hydraulique et impôt foncier	–	152	–	132
Garanties	–	8	–	3
Garantie du taux de rendement du Fonds pour combustible irradié	–	14	–	(10)
Divers	–	2	–	–
SFIÉO				
Frais sur les revenus bruts et impôt foncier	–	214	–	205
Intérêts créditeurs sur les montants à recevoir	–	(101)	–	(155)
Intérêts débiteurs sur les effets à long terme	–	191	–	191
Impôt sur le capital	–	49	–	51
Impôts sur les bénéfices	–	(80)	–	(3)
Frais de compensation	–	5	–	5
SIERÉ				
Ventes d'électricité	5 465	304	6 212	331
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	(1 154)	–	(1 510)	–
Services connexes	90	–	77	–
Divers	1	1	1	1
	4 442	804	4 830	803

Au 31 décembre 2004, les débiteurs comportaient 14 millions de dollars (14 millions de dollars en 2003) à recevoir de Hydro One et 158 millions de dollars (134 millions de dollars en 2003) à recevoir de la SIERÉ. Les créditeurs et les charges à payer au 31 décembre 2004 incluaient un montant de 3 millions de dollars (5 millions de dollars en 2003) à payer à Hydro One.

20 Autres produits

Les autres produits de 8 millions de dollars en 2004 étaient constitués de 3 millions de dollars provenant de la vente d'actifs et de 5 millions de dollars provenant d'un règlement favorable des obligations découlant des régimes de retraite. En 2003, les autres produits de 58 millions de dollars provenaient du gain à la vente de placements à long terme.

21 Variations des soldes hors caisse du fonds de roulement

(en millions de dollars)	2004	2003
Débiteurs	(15)	105
Effets à recevoir	–	225
Impôts sur les bénéfices recouvrables	16	64
Actif d'impôts futurs	16	17
Stocks de combustible	(45)	(10)
Matières et fournitures	(19)	–
Rabais à payer associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	30	(163)
Créditeurs et charges à payer	(78)	(72)
Impôts sur les bénéfices et sur le capital à payer	12	–
	(83)	166

Conseil d'administration



Jake Epp
Président du conseil
Ontario Power Generation



James F. Hankinson
Administrateur



Donald Hintz
Président retraité
Energy Corporation



Gary Kugler
Vice-président
principal retraité
Produits et services
nucléaires
Énergie atomique
du Canada Limitée



M. George Lewis*
Président du conseil et chef
de la direction
Gestion d'actifs RBC Inc.



David J. MacMillan
Administrateur externe
Killingholme Power



Corbin A. McNeill Jr.
Président et cochef de la
direction retraité
Exelon Corporation



C. Ian Ross
Président du conseil
Fonds Canadien
GrowthWorks Ltée



Marie C. Rounding
Ex-présidente et chef
de la direction
Association canadienne
du gaz



William (Bill) Sheffield
Administrateur de sociétés



David G. Unruh
Administrateur de
sociétés

*M. Lewis a été nommé au conseil d'administration en février 2005.

Gouvernance d'Ontario Power Generation

Le conseil d'administration d'Ontario Power Generation se compose de 11 administrateurs, tous indépendants. Le conseil d'administration a la responsabilité de donner une orientation stratégique à la Société et d'assurer son leadership. Le conseil a créé six comités.

Comité de vérification et de gestion des risques

Le comité de vérification et de gestion des risques a la responsabilité de faire des examens, de donner des conseils et de faire des recommandations au conseil d'administration en ce qui concerne l'intégrité, la qualité et la transparence de l'information financière de la Société; le caractère adéquat du processus de présentation de l'information financière et les systèmes de contrôles internes et de gestion des risques; le rendement de la fonction de vérification interne de la Société et des vérificateurs externes; les compétences et l'indépendance des vérificateurs externes; et la conformité de la Société aux exigences légales et réglementaires et aux politiques internes. Le comité examine et surveille également l'administration et le respect du code de conduite de la Société.

Membres : Jim Hankinson (président), Gary Kugler, George Lewis, Ian Ross et David Unruh.

Comité de rémunération et des ressources humaines

Le comité de rémunération et des ressources humaines a pour mandat de donner des conseils au conseil et de faire des recommandations en ce qui concerne les aspects suivants : pratiques de rémunération de la Société, mise en œuvre des objectifs du chef de direction et rémunération; développement du leadership et planification de la relève; politique des RH touchant les plaintes des employés, la diversité et la parité salariale; conception organisationnelle; relations de travail; régimes et politiques de retraite; et programmes de rémunération, de formation et d'évaluation des membres du conseil.

Membres : Bill Sheffield (président), Jake Epp, Don Hintz, Marie Rounding et David Unruh.

Comité des activités nucléaires

Le comité des activités nucléaires a pour tâche de surveiller la performance opérationnelle des centrales nucléaires de la Société ainsi que les aspects touchant la sécurité, notamment l'exploitation sûre et efficace; la conformité des installations nucléaires d'OPG aux normes réglementaires; les examens et les rapports indépendants sur les activités nucléaires d'OPG; et l'étude des questions touchant la gestion et l'organisation des activités nucléaires.

Membres : Don Hintz (président), Jim Hankinson, Gary Kugler, David MacMillan et Corbin McNeill.

Comité de surveillance des fonds de placement

Le comité de surveillance des fonds de placement s'occupe de donner des conseils au conseil et de faire des recommandations sur le rendement de la caisse de retraite, du Fonds pour combustible irradié et du Fonds de déclasserement d'OPG, y compris la surveillance du placement d'actifs, des passifs liés aux investissements et de la gestion de tout surplus (déficit) des fonds. Le comité a également pour tâche de revoir les politiques de placement et la composition de l'actif, et d'approuver les objectifs de rendement annuel fixés pour les portefeuilles de placement.

Membres : George Lewis (président), Bill Sheffield et Jim Hankinson.

Comité de surveillance de Pickering A

Le comité de surveillance de Pickering A est responsable de la surveillance du projet de remise en service de Pickering A, y compris sa réalisation dans les limites du budget et selon le calendrier, la réception de rapports des réviseurs indépendants et la formulation de recommandations au conseil.

Membres : Corbin McNeill (président), Jake Epp, Jim Hankinson, Don Hintz et Ian Ross.

Comité des grands projets

Le comité des grands projets a pour mission de donner des conseils au conseil et de faire des recommandations sur les projets d'approvisionnement importants d'OPG.

Membres : David MacMillan (président), Ian Ross, Marie Rounding, Bill Sheffield et David Unruh.

Membres de la haute direction



Jake Epp
Président du conseil
Ontario Power
Generation



Richard Dicerni
Président et chef de la
direction par intérim



Bruce Boland
Vice-président principal
Affaires générales



Giselle Branget
Vice-présidente
Trésorière



Jim Burpee
Vice-président principal
Marchés de l'énergie



Pierre Charlebois
Chef du nucléaire
par intérim



Donn W. J. Hanbidge
Chef des finances par intérim



Catriona King
Secrétaire générale
par intérim



Adèle Malo
Vice-présidente
Affaires juridiques
et chef du contentieux

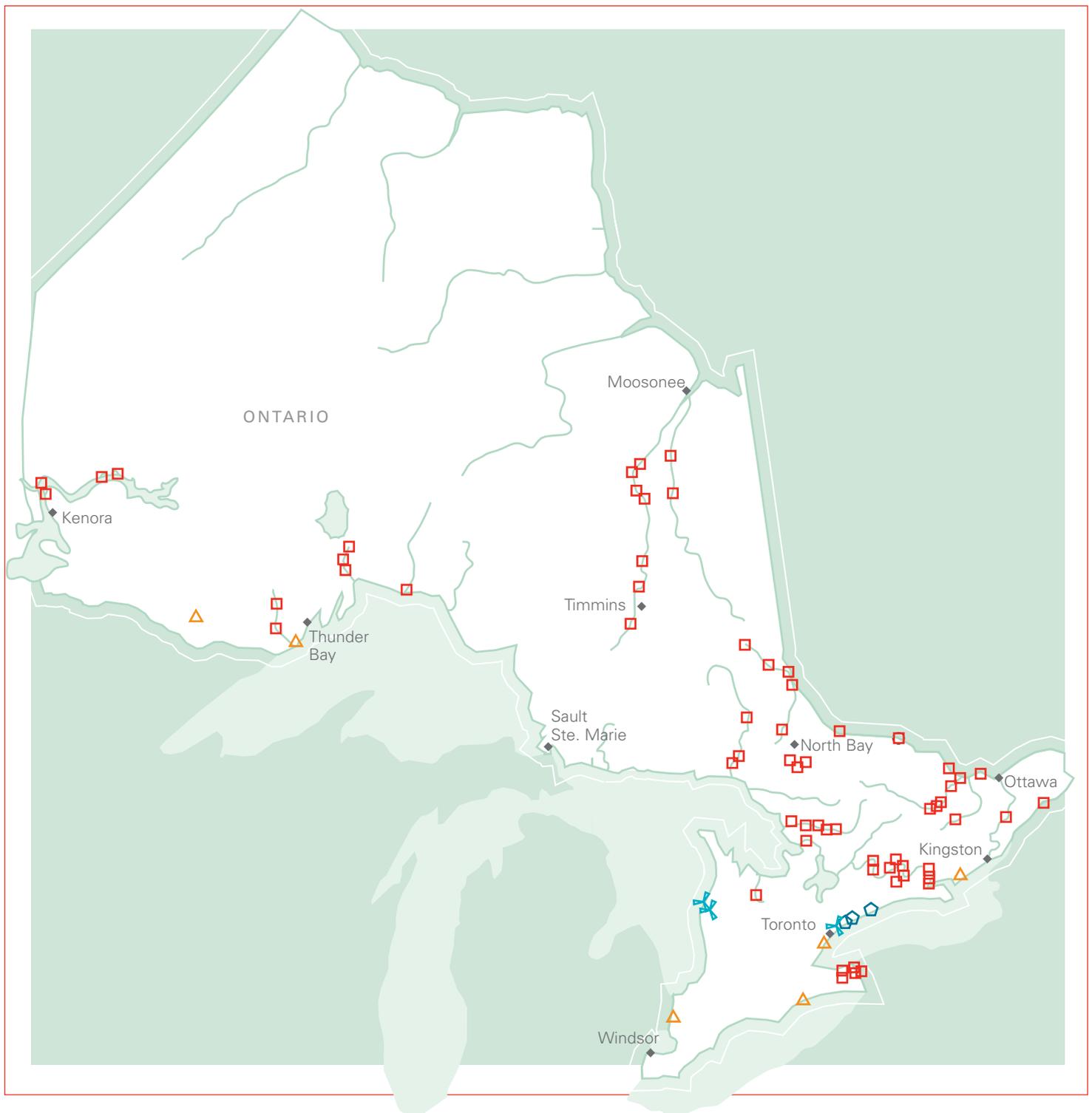


John Murphy
Vice-président directeur
Ressources humaines
et chef de l'éthique



Jim Twomey
Vice-président principal
Production d'électricité

Installations d'Ontario Power Generation



3 centrales nucléaires



6 centrales à
combustible fossile



64 centrales
hydroélectriques



3 centrales éoliennes
(incluant la participation
de 50 % d'OPG dans la
coentreprise Huron Wind)

This annual report is also available in English on our Web site – ce rapport annuel est également publié en anglais à l'adresse www.opg.com.

Veillez recycler.

Les matières utilisées dans ce rapport sont inoffensives pour l'environnement. Le papier de couverture et des pages intérieures est recyclé et recyclable, et contient au moins 10 % de matières recyclées après consommation. De l'encre végétale a été utilisée pour tout le document.

Le siège social d'Ontario Power Generation Inc. est situé au 700 University Avenue, Toronto (Ontario) M5G 1X6; téléphone : 416 592-2555 ou 1 877 592-2555.

**ONTARIO POWER
GENERATION**

