



Rapport annuel 2009

ONTARIO**POWER**
GENERATION

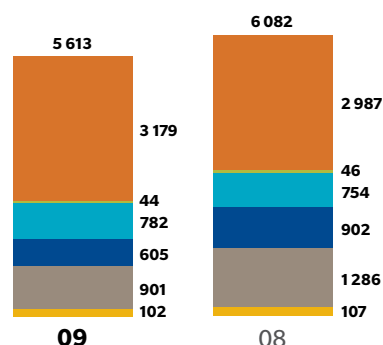
Rétrospective 2009

Points saillants financiers

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2009	2008
Revenus		
Revenus avant le rabais associé à la limite de revenus	5 640	6 359
Rabais associé à la limite de revenus	(27)	(277)
	5 613	6 082
Charges liées au combustible	991	1 191
Marge brute	4 622	4 891
Charges		
Exploitation, maintenance et administration	2 882	2 967
Amortissement	760	743
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	634	581
(Rendement des) pertes sur les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(683)	93
Autres charges, montant net	76	71
	3 669	4 455
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	953	436
Intérêts débiteurs, montant net	185	165
Charge d'impôts	145	183
Bénéfice net	623	88
Production d'électricité (TWh)	92,5	107,8
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie d'exploitation	299	870

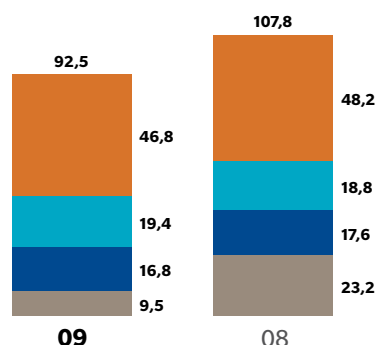
Revenus et points saillants d'exploitation

Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus par secteur (en millions de dollars)



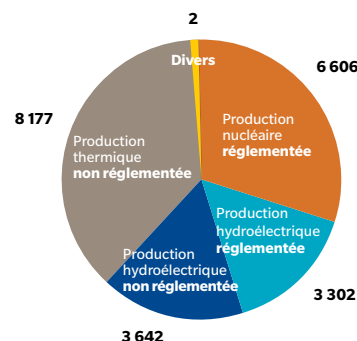
Production nucléaire réglementée
 Gestion des déchets nucléaires réglementée
 Production hydroélectrique réglementée
 Production hydroélectrique non réglementée
 Production thermique non réglementée
 Divers

Production d'électricité par secteur (en TWh)

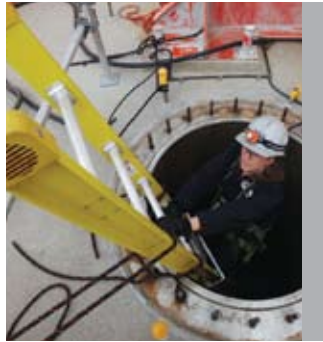


Production nucléaire réglementée
 Production hydroélectrique réglementée
 Production hydroélectrique non réglementée
 Production thermique non réglementée

Capacité de production en service par secteur (en MW) 31 décembre 2009 21 729 MW



La société



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

AU 31 DÉCEMBRE 2009, LE PORTEFEUILLE DE production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 21 729 mégawatts (« MW »). Le portefeuille de production d'électricité d'OPG comprend :

- > **trois centrales nucléaires,**
- > **cinq centrales thermiques,**
- > **65 centrales hydroélectriques, dont quatre en voie d'être remises à neuf, et**
- > **deux turbines éoliennes.**

En outre, OPG et TransCanada Energy Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné de Portlands Energy Centre. OPG, ATCO Power Canada Ltd. et ATCO Resources Ltd. détiennent en copropriété la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Brighton Beach. OPG possède également deux autres centrales nucléaires, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. (« Bruce Power »). Ces installations détenues en copropriété ou louées ne sont pas comprises dans les statistiques sur le portefeuille de production figurant dans le présent rapport.

TABLE DES MATIÈRES

Message du président du conseil d'administration	2
Message du président	4
Rapport de gestion	8
États financiers consolidés	100
Notes afférentes aux états financiers consolidés	105
Membres de la haute direction	164
Installations d'Ontario Power Generation	165

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 50 ampoules fluorescentes compactes de 20 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.

Message du président du conseil d'administration



LE CONSEIL D'ADMINISTRATION D'OPG A UNE VASTE expérience pour ce qui est de la surveillance d'une société hautement capitalistique et possède une solide expertise dans les domaines de l'exploitation de centrales nucléaires, des finances, des affaires réglementaires, des ressources humaines et des relations avec le gouvernement et avec le public.

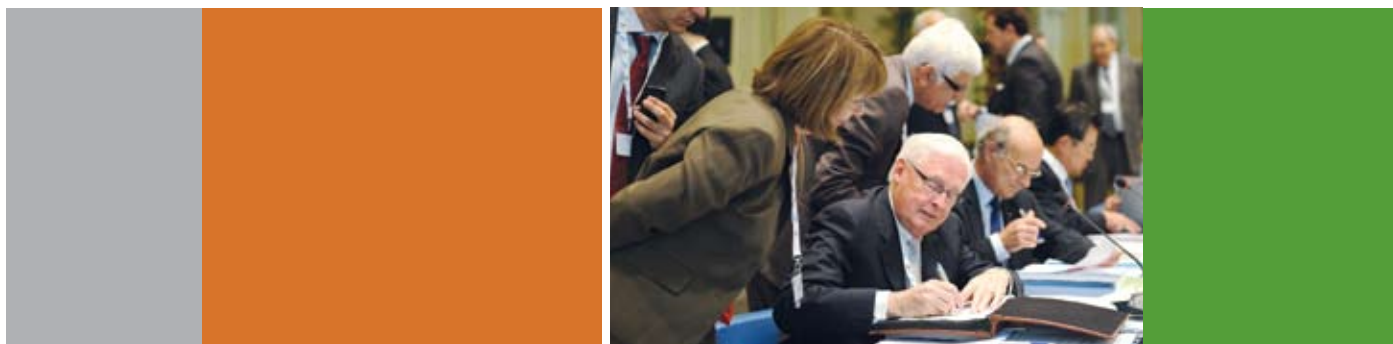
Fort de son expérience et de son expertise, le conseil d'administration a veillé au bon déroulement de certains aspects de son mandat en 2009, notamment choisir un nouveau président et chef de la direction, soutenir notre actionnaire dans son engagement à créer une Ontario plus verte et s'assurer qu'OPG continue d'être à la hauteur de sa solide tradition de service et de gérance au profit de la Province.

Parmi les responsabilités d'un conseil d'administration, la sélection d'un président et chef de la direction capable de diriger l'entreprise est sans doute l'une des plus importantes. La sélection d'un nouveau président et chef de la direction et la transition à un nouveau leader en 2009 a constitué un événement marquant, puisque c'est la première fois depuis la création de la Société en 1999 qu'un membre de l'équipe de la haute direction d'OPG était choisi à titre de chef de la direction permanent. Tom Mitchell a été choisi à la fin d'une vaste recherche menée à l'échelle internationale par un comité spécial du conseil, et parmi une liste de candidats des plus aptes. Une expérience

impressionnante de l'exploitation et de la gestion ont fait de M. Mitchell la personne idéale pour prendre les rênes d'OPG au cours de la prochaine décennie. En outre, sa nomination reflète la grande capacité d'OPG à planifier sa relève, ainsi que la profondeur des compétences que les membres de la haute direction en place ont su acquérir ces dernières années. Dans les années qui viennent, le conseil continuera de renforcer les compétences des membres de la direction d'OPG.

Le conseil a supervisé l'expansion de l'offre, dans la Province, d'une électricité propre, renouvelable et à coût raisonnable, grâce aux projets de nouvelle capacité hydroélectrique en construction sur la rivière Upper Mattagami, dans le nord-est de l'Ontario, à la mise en service de la centrale Lac Seul, dans le nord-ouest de l'Ontario, et à la progression du projet du tunnel de Niagara. OPG a aussi continué d'établir de bonnes relations avec les Premières nations pour le développement de la capacité hydroélectrique, et a poursuivi les pourparlers avec la bande de la Première nation Moose Cree en vue de la conclusion d'un partenariat pour l'aménagement d'une installation hydroélectrique de 440 MW sur la rivière Lower Mattagami. De plus, la Société étudie la possibilité de remplacer la source d'alimentation de certaines de ses centrales alimentées au charbon par la biomasse renouvelable et de maximiser ainsi la valeur de ces actifs.

Le conseil est... satisfait du rôle joué par OPG sur le plan de la gérance des actifs de production de l'Ontario et de sa capacité à générer de la valeur pour la population ontarienne.



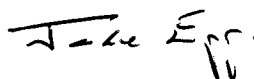
Le conseil est également très fier du rendement d'OPG, du leadership remarquable des membres de sa direction et de l'attention soutenue que la Société porte à la sécurité, à la durabilité financière, à la réduction des coûts, à la gestion des actifs et à l'exploitation. Il est satisfait du rôle joué par OPG sur le plan de la gérance des actifs de production de l'Ontario et de sa capacité à générer de la valeur pour la population ontarienne. Le conseil considère que ces responsabilités sont parmi les plus importantes d'une société d'État et est heureuse qu'OPG procure de la valeur aux citoyens de l'Ontario comme suit :

- > en garantissant en tout temps une performance et une disponibilité élevées de ses actifs de production hydroélectrique, nucléaire et thermique, lorsqu'on en a besoin;
- > en faisant preuve de responsabilité et de transparence dans ses communications et ses relations avec le public en général et avec les collectivités voisines de ses installations;
- > en soumettant à des examens publics réguliers ses demandes de coûts et de tarifs, et en ayant un effet modérateur sur les prix de l'électricité, étant donné qu'OPG reçoit des tarifs d'électricité plus bas que les autres producteurs d'électricité;
- > en réalisant un bénéfice, et en investissant chaque année des milliards de dollars dans des projets de production d'électricité, dans des emplois et dans les collectivités voisines de ses installations partout en Ontario.

Maintenant que l'Ontario montre des signes de reprise après la chute de la demande d'électricité et la récession économique, le conseil continue de s'assurer qu'OPG respecte son engagement à offrir un service de qualité et à livrer de la valeur. Nous nous engageons à voir à ce que le rendement de la Société, ses actifs, ses investissements dans l'infrastructure du réseau électrique et l'expertise de ses employés continuent de servir les intérêts de la population ontarienne et contribuent à répondre aux besoins d'électricité de l'Ontario.

Enfin, au nom du conseil, je tiens à remercier Jim Hankinson pour son dévouement envers OPG durant les quatre années pendant lesquelles il a été président et chef de la direction de la Société. M. Hankinson laisse un bilan impressionnant : amélioration du rendement, renforcement de la réputation et sentiment de fierté renouvelée qui est partagée par de nombreux employés d'OPG. Nous avons tous bénéficié de son leadership inébranlable et efficace.

Le président du conseil d'administration,


Jake Epp

Message du président



OPG EST FIÈRE DU RÔLE QU'ELLE JOUE À TITRE

de société d'énergie de propriété publique. Notre objectif consiste à répondre aux besoins d'électricité de la population de l'Ontario. Ce faisant, nous contribuons aux aspirations de la Province sur le plan de la vitalité de l'économie et de l'environnement. Nous poursuivons cet objectif en adoptant une stratégie ciblée, qui repose sur l'excellence du rendement et la sécurité, une gestion financière prudente, l'optimisation de la valeur de nos divers actifs, l'expansion de l'offre d'énergie propre et peu polluante et la contribution au mieux-être des collectivités voisines de nos installations.

Notre stratégie nous a valu des résultats positifs dans plusieurs secteurs d'activité en 2009. Tout compte fait, OPG a fait bonne figure malgré le contexte difficile et continuera de se positionner pour dégager de bons résultats en 2010.

Production Le temps doux et la chute de la demande d'électricité, à un niveau record depuis 1997, ont eu une incidence importante sur la production d'OPG. En 2009, la production totale a diminué de plus de 15 TWh, soit quelque 14 %, par rapport aux niveaux de 2008. Fait notable, environ 90 % de l'électricité produite par nos centrales était d'origine nucléaire ou hydroélectrique. D'un point de vue environnemental, la production d'OPG a été très impressionnante, puisque ces sources d'énergie ne génèrent pratiquement pas d'émissions responsables du smog ou du réchauffement planétaire.

En 2009, bon nombre des centrales d'OPG ont eu un bon rendement, dépassant les attentes dans certains cas. Nos centrales hydroélectriques ont livré une solide production et leur fiabilité est restée excellente. La production des centrales nucléaires n'a que légèrement fléchi, plusieurs réacteurs ayant eu une performance exceptionnelle, y compris l'unité 1 de la centrale Pickering A qui a connu sa meilleure année depuis 1978, et les unités 7 et 8 de la centrale Pickering B qui ont clôturé l'année parmi les dix réacteurs CANDU les plus performants du monde.

La production thermique (auparavant « à combustible fossile ») a été la plus faible en 45 ans. Cependant, les centrales thermiques ont maintenu une fiabilité élevée, en particulier pendant les pointes estivales caractérisées par une augmentation de la demande. L'excellente fiabilité de nos centrales thermiques est attribuable, en partie, à la souplesse apportée par nos stratégies d'exploitation qui ont optimisé la connexion entre les unités et le réseau. Nous avons ralenti l'usure normale des unités de production tout en nous assurant qu'elles étaient également prêtes à fonctionner à très court préavis.

Notre objectif consiste à répondre aux besoins d'électricité de la population de l'Ontario. Ce faisant, nous contribuons aux aspirations de la Province sur le plan de la vitalité de l'économie et de l'environnement... Notre engagement envers l'Ontario est total.

Performance en matière de sécurité La sécurité – sécurité du public et des employés et sécurité environnementale – est une valeur fondamentale d'OPG qui prime sur toutes les autres priorités. En 2009, nous avons réalisé la meilleure performance de l'histoire de la Société en matière de sécurité au travail, mesurée par le taux de gravité des accidents, une performance qui nous a situés dans le quartile supérieur de l'industrie, et nous avons raté de peu le quartile supérieur pour le taux d'accidents avec blessures.

Notre performance en matière de sécurité est également attribuable aux nombreuses étapes franchies par les centrales et les unités fonctionnelles qui n'ont enregistré, pendant des mois, voire des années, aucun accident entraînant des pertes de temps. En 2009, l'Association canadienne de l'électricité a reconnu notre engagement envers la sécurité en remettant à OPG la médaille d'or Zero Quest. OPG est la seule société inscrite au programme Zero Quest à avoir reçu ce prix quatre années d'affilée. Notre solide culture de sécurité et l'intérêt qu'OPG porte à l'amélioration continue de cette culture renforce notre résolution à hausser davantage notre performance en matière de sécurité.

Rendement financier Les Ontariens ont le droit d'exiger de leur société d'énergie de propriété publique qu'elle dégage un important rendement financier du capital investi. En 2009, OPG a affiché un bénéfice net de 623 millions de dollars, contre un bénéfice net de 88 millions de dollars en 2008. Je suis satisfait des résultats obtenus en dépit de la chute de la demande d'électricité. Puisque notre société est ancrée en Ontario et a un engagement envers l'Ontario, la totalité de notre bénéfice net lui revient.

Qui plus est, OPG contribue à l'économie en recevant des tarifs plus bas que ceux que reçoivent les autres producteurs ontariens pour l'ensemble de l'énergie qu'elle produit. Ces tarifs plus faibles agissent comme un facteur modérateur du coût de l'électricité en Ontario.

Malgré l'augmentation du bénéfice net en 2009, la marge brute qu'OPG a tirée de ses activités de production d'électricité a été inférieure de 269 millions de dollars aux niveaux de 2008, compte tenu de la conjoncture économique et de son incidence négative sur la demande et sur les prix de l'électricité. Pour préserver notre résultat net, nous avons mis en place des mesures vigoureuses de réduction des coûts, conformément à la culture d'optimisation des ressources dont OPG fait la promotion.

Valeur de l'actif Étant donné sa responsabilité de gérance d'actifs de plus de 27 milliards de dollars qui appartiennent à la population de l'Ontario, OPG optimise la valeur de ces actifs en s'assurant qu'ils sont bien gérés et entretenus. En 2009, la Société a mis en œuvre avec succès des programmes majeurs d'amélioration des actifs de ses centrales hydroélectriques, thermiques et nucléaires. L'investissement a compris des interruptions de maintenance planifiées et la remise en état et la remise à neuf de certains équipements. Au printemps, OPG a planifié et réalisé avec succès une vaste interruption pour faire les contrôles en bâtiment sous vide de sa centrale nucléaire Darlington; plus de 25 000 tâches ont été réalisées, ce qui en fait le plus important projet nucléaire mené en 2009 par OPG. Ce projet et d'autres programmes d'amélioration à l'échelle de nos centrales nous mettent en bonne position pour continuer de nous démarquer en 2010.

Contribution à un approvisionnement adéquat

La contribution d'OPG s'est également reflétée dans les nouveaux projets de développement de nouvelle capacité que nous avons lancés, poursuivis ou achevés en 2009. Ces projets englobent, notamment :

- > le tunnel de Niagara;
- > le réaménagement de quatre centrales hydroélectriques dans le nord-est de l'Ontario;
- > l'ouverture de la centrale hydroélectrique Lac Seul dans le nord-ouest de l'Ontario;
- > l'achèvement de la phase finale du Portlands Energy Centre, d'une capacité de 550 MW, en partenariat avec TransCanada Energy Ltd.;
- > une étude de faisabilité portant sur le remplacement de la source d'alimentation de certaines de nos centrales alimentées au charbon par la biomasse renouvelable.

Au début de 2010, OPG a annoncé son intention de commencer la planification de la remise à neuf de la centrale nucléaire Darlington et d'investir 300 millions de dollars pour assurer l'exploitation sécuritaire et fiable de la centrale nucléaire Pickering B sur une période d'environ dix ans, à la suite de quoi le déclassement de la centrale Pickering s'amorcera. Ces programmes contribuent à répondre aux besoins d'électricité de l'Ontario tout en procurant la meilleure valeur pour la population de l'Ontario.

Contribution à l'environnement Comme plusieurs centrales existantes d'OPG, la quasi-totalité de nos nouveaux projets de production reposent sur des sources d'énergie qui génèrent peu ou pas d'émissions. Au cours du dernier exercice, notre contribution à la préservation de l'environnement a été rehaussée par notre leadership en matière de biodiversité. En 2009, la Société a accru le nombre d'arbres et d'arbustes qu'elle plante en Ontario depuis 2000, pour le faire passer à environ 4 millions. Nos réalisations en matière de biodiversité ont été saluées par le Wildlife Habitat Council, qui a remis à OPG son prestigieux prix « Conservation Education and Outreach ».

Engagement envers la collectivité Nos nouveaux projets de production électrique, nos initiatives en matière de biodiversité et une production accrue provenant de sources plus propres rapportent à l'ensemble de l'Ontario. De plus, nos activités profitent aux nombreuses collectivités établies dans les régions où nous sommes présents. En 2009, OPG a soutenu plus de 1 100 projets communautaires, éducatifs et environnementaux sans but lucratif dans les collectivités qui se trouvent à proximité de ses centrales. Notre contribution aux collectivités ne serait pas ce qu'elle est sans les milliers d'heures que quantité de nos employés consacrent au bénévolat au sein de leurs collectivités. Inspirés par cet esprit de générosité, les employés et les retraités d'OPG ont donné plus de 2 millions de dollars en 2009 dans le cadre de la campagne de bienfaisance d'OPG pour venir en aide à des centaines de nobles causes.

Conclusion Le rendement dégagé en 2009 témoigne de l'évolution d'OPG et de sa croissance. Nous continuons d'apprendre de nos succès et de nos difficultés. Notre engagement envers l'Ontario est total. Nous avons l'intention d'être à la hauteur de cet engagement dans l'avenir en continuant de produire de l'électricité abordable et propre, de façon sécuritaire et rentable, au profit de la population et des collectivités de la Province.

Nous sommes fiers de ce que nous apportons aux Ontariens. Et nous travaillerons dur pour que les Ontariens soient fiers de nous.

Le président et chef de la direction,



Tom Mitchell

Rapport de gestion

Table des matières

Rapport de gestion

Énoncés prospectifs	9
La Société	9
Réglementation des tarifs	10
Faits saillants	12
Vision, activités de base et stratégie	19
Capacité de produire des résultats	28
Tendances du marché de l'électricité de l'Ontario	28
Secteurs d'activité	29
Indicateurs clés de la production et du rendement financier	30
Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité	33
Production nucléaire réglementée	34
Gestion des déchets nucléaires réglementée	36
Production hydroélectrique réglementée	37
Production hydroélectrique non réglementée	39
Production thermique non réglementée	40
Divers	42
Intérêts débiteurs, montant net	43
Impôts sur les bénéfices	43
Situation de trésorerie et sources de financement	44
Notation de crédit	47
Faits saillants du bilan	48
Conventions et estimations comptables critiques	52
Gestion des risques	64
Opérations entre parties liées	75
Gouvernance	76
Information sur le comité de vérification et de gestion des risques	86
Contrôles internes à l'égard de l'information financière et contrôles de communication de l'information	91
Quatrième trimestre	92
Faits saillants financiers trimestriels	95
Mesures supplémentaires des résultats	97

États financiers consolidés

Responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière	98
Rapport des vérificateurs	99
États financiers consolidés	100
Notes afférentes aux états financiers consolidés	105

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés vérifiés d'Ontario Power Generation Inc. (« OPG » ou la « Société ») au 31 décembre 2009 et pour l'exercice terminé à cette date et les notes y afférentes. Les états financiers consolidés d'OPG sont préparés selon les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada et sont présentés en dollars canadiens. Certains montants comparatifs de 2008 ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation de 2009. Le présent rapport de gestion est daté du 5 mars 2010.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

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

Tous ces énoncés reposent sur des hypothèses et comportent des risques et des incertitudes, y compris ceux figurant à la rubrique *Gestion des risques* et, par conséquent, pourraient être inexacts de façon importante. Plus particulièrement, les énoncés prospectifs peuvent comprendre des hypothèses comme celles qui sont liées aux coûts et à la disponibilité du combustible, au rendement de l'actif, au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires, à la fermeture ou à la conversion de centrales alimentées au charbon, à la remise à neuf d'installations existantes, à l'aménagement et à la construction de nouvelles installations, aux obligations liées aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite, aux impôts sur les bénéfices, aux tarifs du marché au comptant de l'électricité, à l'évolution continue de l'industrie de l'électricité en Ontario, à de nouvelles lois proposées, à la transition vers les Normes internationales d'information financière (« IFRS »), aux exigences environnementales et autres exigences réglementaires, aux faits nouveaux en matière de santé, de sécurité et d'environnement,

aux événements liés à la poursuite des activités, aux conditions climatiques, au papier commercial adossé à des actifs (« PCAA ») de tiers et à l'incidence des décisions prises par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »). Par conséquent, il est conseillé de ne pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport de gestion ne sont valables qu'à la date du présent rapport de gestion. Sauf si les lois sur les valeurs mobilières l'exigent, OPG ne s'engage pas publiquement à mettre à jour ces énoncés prospectifs pour refléter de nouvelles informations ou des événements futurs, ou autrement.

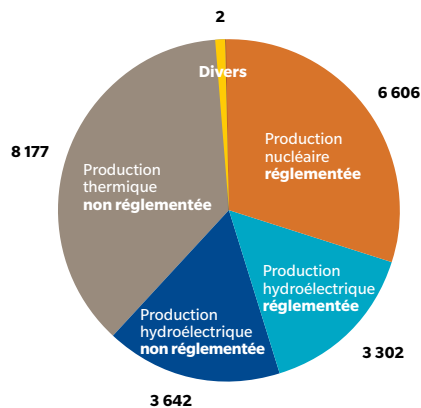
LA SOCIÉTÉ

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

Au 31 décembre 2009, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 21 729 mégawatts (« MW »). Le portefeuille de production d'électricité d'OPG comprend trois centrales nucléaires, cinq centrales thermiques, 65 centrales hydroélectriques, dont quatre en voie d'être remises à neuf, et deux turbines éoliennes. En outre, OPG et TransCanada Energy Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné de Portlands Energy Centre. OPG, ATCO Power Canada Ltd. et ATCO Resources Ltd. détiennent en copropriété la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Brighton Beach. OPG possède également deux autres centrales nucléaires, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. (« Bruce Power »). Ces installations détenues en copropriété ou louées ne sont pas comprises dans les statistiques sur le portefeuille de production figurant dans le présent rapport.

Capacité de production en service par secteur

(en MW) 31 décembre 2009 21 729 MW

**Structure de présentation de l'information d'OPG**

OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par la plupart de ses centrales hydroélectriques de base et par la totalité des installations nucléaires qu'elle exploite. Cela comprend l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, les installations hydroélectriques R.H. Saunders et les installations nucléaires Pickering A et B et Darlington. Les résultats d'exploitation de ces installations réglementées sont présentés dans les secteurs Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée. En ce qui concerne les autres installations hydroélectriques d'OPG, les résultats d'exploitation sont décrits dans le secteur Production hydroélectrique non réglementée.

Les résultats des installations thermiques sont présentés dans le secteur Production thermique non réglementée, qui s'appelait auparavant Production d'origine fossile non réglementée. Le changement d'appellation reflète le contexte d'exploitation en constante évolution de l'Ontario, y compris l'abandon progressif des centrales alimentées au charbon, la transition possible vers des combustibles de remplacement comme la biomasse, le gaz naturel et la biénergie gaz-biomasse, la nouvelle production possible au gaz et l'incidence de la *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte de l'Ontario* (« Loi sur l'énergie verte »).

Au quatrième trimestre de 2008, OPG a réexaminé la composition de ses secteurs d'activité afin qu'elle corresponde à la structure stratégique des unités fonctionnelles d'OPG et aux modifications apportées à la présentation de l'information de gestion.

Dans le cadre de la modification de la structure de la présentation de l'information de gestion, un nouveau secteur a été créé, le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée, afin d'améliorer la transparence de l'information communiquée aux parties prenantes.

Une description de tous les secteurs d'OPG se trouve à la rubrique *Secteurs d'activité*. Les chiffres de l'exercice précédent, au 31 décembre 2008 et pour l'exercice terminé à cette date, ont été reclassés conformément à cette nouvelle méthode de présentation.

RÉGLEMENTATION DES TARIFS

Le *Règlement de l'Ontario 53/05*, édicté en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, fait en sorte que, depuis le 1^{er} avril 2005, OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par la plupart de ses centrales hydroélectriques de base et par la totalité des installations nucléaires qu'elle exploite. Le règlement fixe les tarifs réglementés qu'OPG a reçus jusqu'au 1^{er} avril 2008. Depuis le 1^{er} avril 2008, les tarifs réglementés d'OPG sont établis par la CEO. Une décision de la CEO, rendue au quatrième trimestre de 2008, a établi les nouveaux tarifs rétrospectivement au 1^{er} avril 2008. Les tarifs réglementés étaient fondés sur une méthode axée sur les coûts prévus de prestation du service. Cette méthode établit les montants des paiements réglementés en fonction des besoins de revenus et en tenant compte des prévisions en matière de volumes de production et du total des charges d'exploitation, et d'un rendement de la base tarifaire. La base tarifaire est un concept réglementaire qui représente le niveau net moyen des investissements dans des immobilisations réglementées et une provision pour le fonds de roulement.

Le tarif réglementé établi pour la production des installations nucléaires d'OPG pour la période du 1^{er} avril 2005 au 31 mars 2008 était de 4,95 ¢/kWh. Le tarif réglementé pour la production nucléaire a augmenté pour s'établir à 5,50 ¢/kWh en date du 1^{er} avril 2008. Ce tarif comprend un avenant tarifaire de 0,20 ¢/kWh au titre du recouvrement de soldes de comptes d'écarts et de report nucléaires approuvés.

Le tarif réglementé perçu par OPG pour la période allant du 1^{er} avril 2005 au 31 mars 2008 pour les 1 900 premiers mégawattheures (« MWh ») de

production des installations hydroélectriques réglementées pour toute heure était de 3,30 ¢/kWh. Pour la production excédant 1 900 MWh pour toute heure, OPG a été payée au prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario en guise de mécanisme incitatif visant à optimiser la production hydroélectrique. La CEO a établi un nouveau tarif de 3,67 ¢/kWh pour la production hydroélectrique réglementée, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008. La CEO a également approuvé un mécanisme incitatif révisé qui a pris effet le 1^{er} décembre 2008. Selon ce mécanisme, OPG reçoit, de ces installations hydroélectriques pour un mois, le tarif réglementé approuvé de 3,67 ¢/kWh pour la production nette moyenne réelle par heure d'énergie. Pour les heures où la production nette réelle d'énergie en Ontario est supérieure ou inférieure au volume net moyen par heure, les revenus tirés des installations hydroélectriques sont rajustés d'un montant égal à l'écart entre le volume moyen net par heure et la production réelle d'énergie multipliée par le prix du marché au comptant. Le tarif réglementé de 3,67 ¢/kWh comprend le recouvrement des soldes réglementaires approuvés provenant des installations hydroélectriques. La décision de 2008 de la CEO a également établi un certain nombre de comptes d'écarts et de report pour la période suivant le 1^{er} avril 2008.

En janvier 2009, OPG a déposé auprès de la CEO une requête pour que celle-ci revoie et modifie une partie de sa décision établissant les tarifs réglementés courants, pour ce qui est du traitement des pertes fiscales et de leur utilisation afin d'atténuer les tarifs réglementés. La CEO a acquiescé à la requête d'OPG dans une décision et ordonnance rendue en mai 2009. L'ordonnance a aussi obligé OPG à établir un compte d'écarts afin de comptabiliser l'écart entre le montant de l'atténuation inclus dans les montants des paiements approuvés et la réduction des besoins de revenus provenant des pertes fiscales reportées en avant recalculés pour tenir compte de la décision de la CEO. La CEO examinera le solde du compte d'écarts dans le cadre de la prochaine audience d'OPG. L'établissement de ce compte d'écarts a donné lieu à une augmentation des actifs réglementaires et à une hausse correspondante des revenus en 2009.

Aussi en 2009, OPG a déposé une demande d'ordonnance comptable relative au traitement d'un certain nombre de comptes d'écarts et de report pour la période postérieure au 31 décembre 2009. Dans sa demande, OPG a sollicité le maintien en place de l'avenant tarifaire de 0,20 ¢/kWh pour le

recouvrement de soldes réglementaires provenant des centrales nucléaires approuvés dans la décision de la CEO de 2008. OPG a aussi sollicité l'établissement de la méthode de comptabilisation des ajouts aux soldes des comptes d'écarts et de report existants après 2009. Ces demandes ont été approuvées par la décision de la CEO en octobre 2009. De plus, la CEO a ordonné à OPG d'établir un nouveau compte d'écarts afin de constater, le cas échéant, tout recouvrement excédentaire sur les soldes du compte d'écarts liés aux installations hydroélectriques reçu dans le paiement pour la production hydroélectrique au cours de 2010. OPG envisage de déposer une demande auprès de la CEO pour que les nouveaux montants des paiements pour ses installations réglementées prennent effet le 1^{er} janvier 2011.

La production provenant des autres actifs de production d'OPG demeure non réglementée et continue d'être vendue au prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario, à l'exception de la production provenant des centrales Lac Seul et Ear Falls visées par une entente appelée Hydroelectric Energy Supply Agreement (« HESA ») et de la production de la centrale Lennox. Pour la période du 1^{er} avril 2005 au 30 avril 2009, la production provenant de 85 % des autres actifs de production d'OPG, excluant la centrale Lennox, les centrales dont la production est assujettie à une HESA conclue avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») aux termes d'une directive ministérielle, et les ventes à terme au 1^{er} janvier 2005 ont fait l'objet d'une limite de revenus. La production d'une unité ayant fait l'objet d'une conversion de combustible et la production supplémentaire d'une centrale ayant fait l'objet d'une remise en état ou d'un agrandissement sont aussi exclues de la production couverte par la limite de revenus.

La limite de revenus, qui était de 4,7 ¢/kWh pendant la période du 1^{er} mai 2007 au 30 avril 2008, est passée à 4,8 ¢/kWh le 1^{er} mai 2008. Au cours de cette période, les volumes vendus aux termes d'une vente aux enchères pilote administrée par l'OEO étaient assujettis à une limite de revenus supérieure de 0,5 ¢/kWh à la limite de revenus applicable aux autres actifs de production d'OPG. Les revenus excédant ces limites de revenus ont été remis à la Société indépendante d'exploitation du réseau de l'électricité (« SIERE ») au profit des consommateurs. Le rabais associé à la limite de revenus est arrivé à échéance le 30 avril 2009.

Les centrales Lambton et Nanticoke font l'objet d'une entente de soutien d'urgence avec la SFIEO. L'entente a été mise en place pour permettre à OPG de recouvrer les coûts de ses centrales au charbon après l'instauration de la stratégie d'OPG relative à la réduction des émissions de dioxyde de carbone (« CO₂ »). De plus, la production de la centrale Lennox était visée par le contrat de fiabilité impérative jusqu'au 30 septembre 2009. Pour en

savoir plus sur le contrat de fiabilité impérative de la centrale Lennox, voir la rubrique *Faits nouveaux*.

FAITS SAILLANTS

Aperçu des résultats d'exploitation

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

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

Le bénéfice net pour 2009 s'est établi à 623 millions de dollars comparativement à 88 millions de dollars pour 2008, en hausse de 535 millions de dollars. Le bénéfice avant impôts sur les bénéfices pour 2009 s'est établi à 768 millions de dollars comparativement à 271 millions de dollars pour 2008, en hausse de 497 millions de dollars. Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices des secteurs de production d'électricité d'OPG

s'est établi à 827 millions de dollars en 2009, contre 1 028 millions de dollars en 2008. Cette diminution est essentiellement attribuable à la baisse des prix et de la production d'électricité, qui a donné lieu à un recul de la marge brute de 2009 par rapport à 2008.

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée a enregistré un bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices de 52 millions de dollars en

2009, comparativement à une perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices de 670 millions de dollars en 2008. L'augmentation est principalement attribuable à la hausse du rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets

nucléaires (les « Fonds nucléaires ») au cours de 2009.

Un sommaire des facteurs qui ont eu une incidence sur les résultats d'OPG pour 2009 par rapport aux résultats de 2008, avant impôts, est présenté ci-dessous :

(en millions de dollars, avant impôts)	Secteur			Total
	Secteurs de production d'électricité ¹	Gestion des déchets nucléaires réglementée	Divers ²	
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008	1 028	(670)	(87)	271
Variation de la marge brute :				
Variation des prix de vente de l'électricité, compte tenu du rabais associé à la limite de revenus				
Production réglementée	20	-	-	20
Production non réglementée	(365)	-	-	(365)
Variation de la production d'électricité par secteur :				
Production nucléaire réglementée	(67)	-	-	(67)
Production hydroélectrique réglementée	15	-	-	15
Production hydroélectrique non réglementée	(35)	-	-	(35)
Production thermique non réglementée	(262)	-	-	(262)
Revenus liés à une entente de soutien d'urgence pour les centrales Naticoke et Lambton	412	-	-	412
Incidence des comptes d'écarts réglementaires	485	-	-	485
Augmentation du prix des combustibles et autres coûts liés aux combustibles	(205)	-	-	(205)
Diminution des revenus de négociation, montant net	-	-	(56)	(56)
(Diminution) augmentation des revenus de production autres que d'électricité	(253)	(2)	51	(204)
Autres variations de la marge brute	(7)	-	-	(7)
	(262)	(2)	(5)	(269)
Variations des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration :				
Hausse des dépenses liée principalement à l'augmentation des interruptions planifiées et des activités de maintenance aux centrales nucléaires d'OPG	(33)	-	(5)	(38)
Dépenses liées au développement de nouvelles installations nucléaires et à la remise en état de la capacité, contrebalancées en partie par l'incidence des comptes réglementaires connexes	(15)	-	-	(15)
Diminution (augmentation) des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	164	(1)	1	164
Autres variations des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	(25)	3	(4)	(26)
	91	2	(8)	85
Augmentation (diminution) de la charge de désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	1	(54)	-	(53)
Augmentation du rendement des Fonds nucléaires	-	1 228	-	1 228
Diminution des actifs réglementaires découlant du rendement des Fonds nucléaires liés aux centrales louées à Bruce Power	-	(452)	-	(452)
Autres variations	(31)	-	(11)	(42)
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009	827	52	(111)	768

¹ Les secteurs de production d'électricité comprennent les secteurs Production nucléaire réglementée, Production hydroélectrique réglementée, Production hydroélectrique non réglementée et Production thermique non réglementée.

² Le secteur Divers englobe les résultats présentés dans la colonne Divers de l'état des résultats sectoriels d'OPG, les éliminations intersectorielles et les intérêts débiteurs, montant net.

Le bénéfice de 2009 par rapport à la même période de 2008 a subi l'incidence défavorable d'une diminution de la marge brute de 269 millions de dollars. La diminution de la marge brute des secteurs de production d'électricité découle essentiellement d'une baisse du prix de vente moyen dans les secteurs de production non réglementée en raison d'un recul des prix du marché de l'électricité au comptant et d'une baisse de la production aux centrales thermiques et nucléaires d'OPG.

La marge brute des secteurs de production d'électricité a aussi subi l'incidence d'une hausse des prix des combustibles et des coûts liés aux combustibles aux centrales thermiques d'OPG. La hausse des prix des combustibles et des coûts liés aux combustibles aux centrales thermiques d'OPG est principalement attribuable à la montée des prix du charbon et des coûts liés aux ajustements apportés aux contrats d'achat de charbon, qui comprenaient l'annulation et le report de livraisons. Les coûts de 63 millions de dollars liés aux ajustements apportés aux contrats d'achat de charbon ont été engagés principalement pour les centrales alimentées au charbon Lambton et Nanticoke d'OPG.

L'incidence défavorable sur la marge brute d'une production moins élevée, d'une baisse des prix de vente de l'électricité dans les secteurs non réglementés et d'une hausse des prix des combustibles et des coûts liés aux combustibles aux centrales thermiques d'OPG en 2009 par rapport à la période correspondante de 2008 a été compensée en grande partie par la comptabilisation de revenus de 412 millions de dollars liés à l'entente de soutien d'urgence conclue avec la SFIEO.

La marge brute réalisée par les secteurs de production d'électricité au cours de 2009 a profité de l'incidence positive de la comptabilisation d'un actif réglementaire de 292 millions de dollars, excluant les intérêts, lié au compte d'écarts de pertes fiscales autorisé par la CEO qui a pris effet le 1^{er} avril 2008.

Les revenus de négociation nets pour 2009 se sont établis à 18 millions de dollars par rapport à 74 millions de dollars en 2008, soit une baisse de 56 millions de dollars. La diminution des revenus de négociation nets est principalement imputable à des ajustements à la valeur de marché défavorables.

En vertu du contrat de location conclu avec Bruce, les revenus tirés du contrat sont réduits chaque année civile où la moyenne arithmétique annuelle du prix horaire de l'énergie de l'Ontario (« PHEO moyen ») descend sous les 30 \$/MWh et si certaines autres conditions sont respectées. Comme le PHEO moyen a été inférieur à 30 \$/MWh en 2009, les revenus tirés du contrat conclu avec Bruce en 2009 ont été réduits de 69 millions de dollars. La réduction des revenus de location est compensée par l'incidence d'un compte d'écarts approuvé par la CEO visant à inscrire les différences entre les revenus réels et prévus et les coûts liés aux centrales nucléaires en vertu du contrat conclu avec Bruce (« compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce »). La réduction conditionnelle des revenus dans l'avenir, prévue dans le contrat conclu avec Bruce, est traitée comme un dérivé selon le chapitre 3855, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« ICCA »). Les dérivés sont évalués à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont constatées à l'état des résultats. En raison de l'importante réduction du PHEO moyen arithmétique, la juste valeur du dérivé a augmenté pour s'établir à 118 millions de dollars en 2009. L'augmentation de la juste valeur de ce dérivé est constatée à titre de réduction des revenus de production autres que d'électricité, compensée par l'incidence du compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce.

De plus, la diminution des revenus de production autres que d'électricité, exclusion faite de l'incidence des comptes d'écarts réglementaires en 2009 par rapport à 2008, est imputable surtout à un recul des revenus tirés des services techniques et de conception fournis à des tierces parties. Cette diminution a été contrebalancée en partie par une hausse des revenus tirés du Portlands Energy Centre, qui a été déclaré en service en avril 2009.

En 2009, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont élevées à 2 882 millions de dollars comparativement à 2 967 millions de dollars en 2008. La baisse de 85 millions de dollars en 2009 par rapport à 2008 est surtout imputable à une hausse des taux d'actualisation qui a entraîné une diminution des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, compensée en partie par une augmentation des interruptions et des travaux de maintenance et un accroissement des dépenses engagées pour les activités de développement de nouvelle capacité nucléaire et de remise en état de la capacité.

L'accroissement des dépenses de développement de nouvelle capacité nucléaire et de remise en état de la capacité a été compensé en partie par une réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration attribuable à la variation des passifs réglementaires liés à ces activités en 2009 comparativement à 2008.

La charge de désactualisation en 2009 s'est établie à 634 millions de dollars comparativement à 581 millions de dollars en 2008. La hausse de 53 millions de dollars se rapporte principalement à l'augmentation de la valeur actualisée des passifs attribuable au passage du temps, et à l'abandon, en date du 1^{er} avril 2008, du compte de report rattaché à la hausse des passifs d'OPG liée à la gestion du combustible nucléaire irradié et au déclassement des centrales nucléaires, et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité (« passif nucléaire ») découlant du plan de référence approuvé de 2006 conformément aux termes de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (« plan de référence approuvé de 2006 »). La charge de désactualisation a été réduite en 2008, au moyen du compte de report, de 19 millions de dollars.

Le rendement des Fonds nucléaires pour 2009 s'est établi à 683 millions de dollars comparativement à des pertes de 93 millions de dollars en 2008. Le rendement des Fonds nucléaires, avant l'incidence du compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce, s'est établi à 802 millions de dollars en 2009, en regard de pertes de 426 millions de dollars en 2008, soit une hausse de 1 228 millions de dollars. La hausse du rendement des Fonds nucléaires en 2009 par rapport à 2008 est attribuable surtout à l'amélioration des niveaux d'évaluation des marchés

des capitaux mondiaux, qui a fait augmenter la valeur de marché actuelle du Fonds distinct de déclassement (le « Fonds de déclassement »). Cette augmentation a été compensée en partie par des baisses de l'indice des prix à la consommation (« IPC ») de l'Ontario dans la première moitié de 2009, qui a eu une incidence sur le rendement garanti sur le Fonds distinct pour combustible irradié (le « Fonds pour combustible irradié »). En 2009, OPG a comptabilisé une réduction de l'actif réglementaire du compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce de 119 millions de dollars, ce qui a entraîné une baisse du rendement des Fonds nucléaires.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, la charge d'impôts s'est établie à 145 millions de dollars comparativement à 183 millions de dollars pour la même période de 2008. La baisse de la charge d'impôts est surtout imputable à un bénéfice moins élevé avant le rendement des Fonds nucléaires et à une diminution de la composante impôts sur les bénéfices du compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce en 2009. Le rendement des Fonds nucléaires n'est pas imposable et les pertes ne sont pas déductibles au moment où elles sont subies. La charge d'impôts en 2008 a été touchée par l'incidence favorable d'une réduction des passifs d'impôts du fait de la résolution de certaines incertitudes fiscales liées à la vérification à l'égard de l'année d'imposition 1999 d'OPG.

Prix de vente moyens

Le prix moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario et les prix de vente moyens d'OPG par secteur de production d'électricité isolable, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus pour les exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008, se sont établis comme suit :

(¢/kWh)	2009	2008
Prix horaire moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario	3,2	5,2
Production nucléaire réglementée	5,5	5,3
Production hydroélectrique réglementée	3,7	3,9
Production hydroélectrique non réglementée	3,2	4,8
Production thermique non réglementée	3,9	5,0
Prix de vente moyen d'OPG	4,5	4,9

En 2009, le prix horaire moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario a été de 3,2 ¢/kWh comparativement à 5,2 ¢/kWh en 2008. L'importante diminution du prix moyen du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario en 2009 comparativement à 2008 est principalement attribuable à une baisse de la demande primaire d'électricité en Ontario et à un recul des prix du gaz naturel et du charbon, compensés en partie par l'incidence d'un dollar canadien plus faible.

La baisse des prix de vente moyens dans les secteurs non réglementés en 2009 par rapport à 2008 est surtout imputable à l'incidence de la diminution des prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario.

Le prix de vente moyen dans le secteur Production nucléaire réglementée pour 2009 en regard de 2008 a subi principalement l'incidence de l'augmentation des prix réglementés en date du 1^{er} avril 2008,

résultat de la décision rendue par la CEO en décembre 2008.

Dans le secteur Production hydroélectrique réglementée, la baisse du prix de vente moyen de l'électricité pour 2009 par rapport à 2008 est imputable principalement à l'incidence du recul des prix du marché de l'électricité sur les revenus tirés du mécanisme incitatif dans le secteur de la production hydroélectrique réglementée. L'incidence de la baisse a été atténuée par la hausse des prix réglementés résultant de la décision de la CEO de 2008.

Le rabais associé à la limite de revenus est arrivé à échéance le 30 avril 2009. La limite de revenus était de 4,7 ¢/kWh pendant la période du 1^{er} mai 2007 au 30 avril 2008, et est passée à 4,8 ¢/kWh pendant la période du 1^{er} mai 2008 au 30 avril 2009.

Production d'électricité

La production d'électricité d'OPG pour les exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008 s'est établie comme suit :

(TWh)	2009	2008
Production nucléaire réglementée	46,8	48,2
Production hydroélectrique réglementée	19,4	18,8
Production hydroélectrique non réglementée	16,8	17,6
Production thermique non réglementée	9,5	23,2
Total de la production d'électricité	92,5	107,8

Les centrales d'OPG ont produit au total 92,5 TWh d'électricité en 2009 comparativement à 107,8 TWh en 2008. La baisse est due principalement à une diminution de la production d'électricité par les centrales thermiques et nucléaires d'OPG.

La diminution de la production aux centrales thermiques en 2009 par rapport à 2008 découle principalement du recul de la demande primaire en Ontario et d'une hausse de la production d'électricité provenant d'autres producteurs d'Ontario.

La baisse de la production aux centrales nucléaires en 2009 par rapport à 2008 est surtout imputable à l'interruption planifiée pour faire les contrôles en bâtiment sous vide de la centrale Darlington et à une

hausse du nombre de jours d'interruption planifiée aux centrales Pickering A et B.

La baisse de la production aux centrales hydroélectriques non réglementées d'OPG en 2009 par rapport à 2008 est due surtout à une baisse des niveaux d'eau et à l'incidence des déversements d'eau contrôlés attribuables à une situation inhabituelle de production de base excédentaire.

La demande primaire d'électricité en Ontario a été respectivement de 139,2 TWh et 148,7 TWh en 2009 et 2008. La baisse de la demande primaire en 2009 est essentiellement imputable à la récession et aux effets d'un été anormalement frais par rapport à l'été 2008.

Les résultats d'exploitation d'OPG sont touchés par les fluctuations de la demande résultant des fluctuations saisonnières des conditions climatiques.

Le tableau qui suit présente une comparaison des degrés-jours de chauffage et de réfrigération pour les exercices terminés les 31 décembre :

	2009	2008
Degrés-jours de chauffage ¹		
Total pour l'exercice	3 806	3 807
Moyenne sur dix exercices	3 691	3 662
Degrés-jours de réfrigération ²		
Total pour l'exercice	203	279
Moyenne sur dix exercices	360	384

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

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

Le nombre de degrés-jours de chauffage en 2009 a été comparable à celui de 2008, mais a été plus élevé en regard de la moyenne sur dix exercices en raison des températures plus basses que la moyenne enregistrées en 2009. Le nombre de degrés-jours de réfrigération en 2009 a diminué par rapport à 2008, et a été moins élevé que la moyenne sur dix exercices en raison des températures plus basses que la moyenne enregistrées en 2009.

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie d'exploitation pour 2009 se sont établis à 299 millions de dollars en regard de 870 millions de dollars en 2008. La diminution des flux de trésorerie est le fait principalement des encaissements moins élevés résultant d'une baisse des ventes de production énergétique non réglementée et d'une hausse des versements d'impôts sur les bénéfices en 2009 comparativement à 2008. La diminution des flux de trésorerie a été compensée en partie par une baisse des achats de charbon, une diminution des paiements relatifs au rabais associé à la limite de revenus liée à l'abandon de ce rabais au deuxième trimestre de 2009 et un recul des contributions aux Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires en 2009 par rapport à 2008.

Faits nouveaux

Fermeture d'unités de centrales thermiques

En septembre 2009, en collaboration avec le ministère de l'Énergie et de l'Infrastructure, OPG a annoncé sa décision de fermer deux unités à chacune de ses centrales alimentées au charbon de

Lambton et de Nanticoke. Cette décision, fondée sur l'incidence du plafond des émissions de CO₂, la capacité excédentaire prévue et les profils de demande, donnera lieu à des réductions des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration au-delà de 2010. La fermeture des unités est prévue en octobre 2010.

OPG a informé les principales parties prenantes, dont la Society of Energy Professionals et le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique, de la décision, conformément à leurs conventions collectives respectives. On estime que les coûts de cessation des activités pourraient atteindre jusqu'à 35 millions de dollars, et ils devraient être comptabilisés en 2010 lorsqu'ils seront finalisés.

En date du 31 août 2009, la valeur comptable nette totale des quatre unités visées par le plan de fermeture était de 43 millions de dollars. En septembre 2009, par suite de l'approbation du plan de fermeture des unités, OPG a revu la fin de vie des unités, aux fins comptables, la faisant passer de décembre 2014 à octobre 2010. OPG prévoit recouvrer la valeur comptable nette des unités au moyen de l'entente de soutien conditionnel conclue avec la SFIEO selon les durées de service révisées. Par conséquent, OPG n'a pas constaté de dépréciation pour les unités.

Conditions récentes du marché de l'électricité

Depuis le printemps 2009, le marché de l'électricité de l'Ontario a connu de nombreuses périodes de

production de base excédentaire qui ont fait chuter les prix du marché hors pointe. Les conditions de production de base excédentaire étaient attribuables à la baisse de la demande d'électricité hors pointe, conséquence à la fois de la faiblesse de l'économie et d'un été frais, et à la production élevée des centrales hydroélectriques et nucléaires, conjuguées à un accroissement de l'électricité d'origine éolienne. Cette production de base excédentaire s'est accentuée en mars et en avril à la suite d'une interruption aux interconnexions Ontario-New York qui a considérablement miné la capacité de l'Ontario d'exporter de l'électricité sur les marchés voisins et en raison d'essais de mise en service de centrales alimentées au gaz en juin. Pendant les périodes de production de base excédentaire, OPG a dû procéder à des détournements/déversements d'eau dans ses centrales hydroélectriques et, à l'occasion, réduire la production de ses centrales nucléaires. Au cours de 2009, la production de base excédentaire a donné lieu à une réduction estimative de la production d'OPG d'environ 0,6 TWh. La SIERE travaille en collaboration avec les parties prenantes afin d'établir la meilleure façon de gérer la production de base excédentaire, compte tenu des limites d'exploitation des producteurs sur le marché de l'électricité de l'Ontario. Les facteurs dont tient compte la SIERE comprennent la sécurité, la réglementation, l'environnement et les dommages potentiels à l'équipement.

Loi sur l'énergie verte

En mai 2009, la Loi sur l'énergie verte a reçu la sanction royale. La Loi sur l'énergie verte vise à donner à la Province accès à plus de sources d'énergie renouvelable et à créer davantage de mesures d'efficacité énergétique afin de contribuer à l'économie d'énergie. La loi prévoit des tarifs de rachat garantis (« TRG ») pour les projets misant sur l'énergie éolienne et solaire et la biomasse, ainsi que pour les petits projets d'hydroélectricité. La formule de contrat TRG a été affichée le 30 septembre 2009, et le délai de 60 jours pour faire une demande de contrat TRG a commencé le 1^{er} octobre 2009. Les résultats de ce processus de demande devraient être annoncés au printemps de 2010. L'incidence de la nouvelle capacité d'origine éolienne devrait se faire sentir surtout sur l'offre d'électricité de l'Ontario. Environ la moitié de l'énergie éolienne sera probablement produite pendant les heures hors pointe, ce qui accentuera vraisemblablement la production de base excédentaire. Le risque que cela augmente la quantité d'eau déversée aux centrales hydroélectriques d'OPG et entraîne un nombre

accru de manœuvres ou de fermetures aux centrales nucléaires d'OPG dépendra de l'application de mesures de réduction élaborées par la SIERE pour contrer la production de base excédentaire.

Rapport de la CEO sur le coût du capital

En décembre 2009, la CEO a publié son rapport sur le coût du capital pour les entreprises de services publics réglementés de l'Ontario, établissant une nouvelle politique sur le coût du capital pour les entreprises de services publics réglementés en Ontario. La nouvelle politique sera exécutoire pour toutes les entreprises de services publics qui produisent des demandes tarifaires au coût du service à compter de 2010. Elle vise à peaufiner les méthodes que la CEO utilisera pour calculer les coûts de la dette et des capitaux propres. Comme il est indiqué dans le rapport, la CEO a continué de recourir à la méthode de la prime de capital-risque pour établir le rendement des capitaux propres (« RCP »). D'après les données de septembre 2009, le coût du capital ou le RCP est de 9,75 %, selon une prime de capital-risque de 5,50 % et un rendement des obligations du Canada à long terme de 4,25 %. Les tarifs réglementés actuels d'OPG se fondent sur un RCP autorisé de 8,65 %. La CEO a aussi amélioré la formule de calcul du RCP afin de tenir compte des taux des obligations du Canada à long terme et d'obligations de sociétés.

Centrale Lennox

La centrale Lennox a mené ses activités en vertu d'un contrat de fiabilité impérative conclu avec la SIERE, approuvé par la CEO, pour la période du 1^{er} octobre 2008 au 30 septembre 2009. Ce contrat a été justifié sur la base d'une analyse par la SIERE que les quatre unités de la centrale Lennox étaient nécessaires pour assurer la fiabilité locale durant la période. L'OEO lui ayant indiqué qu'elle aurait besoin des quatre unités à la centrale Lennox, comme il est indiqué dans le Plan préliminaire pour le réseau d'électricité intégré (« PREI ») de l'OEO, OPG a continué d'exploiter la centrale après l'expiration du contrat de fiabilité impérative. Le 6 janvier 2010, le ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure a émis une directive à l'OEO portant sur la conclusion d'un contrat avec OPG relatif à la capacité de la centrale prenant effet le 1^{er} octobre 2009. OPG et l'OEO travaillent actuellement à la conclusion d'un nouveau contrat.

VISION, ACTIVITÉS DE BASE ET STRATÉGIE

Le mandat d'OPG est de produire de l'électricité de façon rentable au moyen de ses actifs de production diversifiés, en exerçant ses activités de façon sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan environnemental. OPG a pour objectif d'être un chef de file de la production d'énergie propre et de jouer un rôle de premier plan dans la préparation de l'Ontario à un avenir énergétique plus durable. OPG poursuit trois grandes stratégies : l'excellence du rendement, l'aménagement de centrales et l'acquisition et le perfectionnement de talents.

Excellence du rendement

Chacun des secteurs d'activité et groupes d'OPG fait preuve de l'engagement de la Société envers l'excellence du rendement dans les domaines de la production, de la sécurité, de l'environnement et du rendement financier. C'est en nous concentrant sur l'excellence du rendement qu'OPG peut offrir des services d'électricité efficaces et fiables à la Province et générer de la valeur pour son actionnaire.

Actifs de production nucléaire

L'excellence du rendement aux centrales nucléaires d'OPG se définit par la production d'électricité sûre, efficiente, fiable et rentable grâce à un rendement fiable. Cela est rendu possible grâce à l'exécution efficace de programmes et de projets tenant compte de quatre facteurs clés, soit la sécurité, la fiabilité, la performance humaine et l'optimisation des ressources. La surveillance continue et la supervision indépendante de ces facteurs clés assurent alignement et attention dans la mise en œuvre de cette stratégie.

OPG compare continuellement les pratiques, processus et résultats de ses installations nucléaires à ceux d'autres centrales nucléaires de haut niveau dans le monde. En 2009, une importante analyse comparative portant sur les quatre facteurs clés a été entreprise afin d'évaluer la performance des centrales nucléaires par rapport à celle de centrales comparables de l'industrie. Des projets ont été mis sur pied afin qu'OPG se hisse par sa performance dans le quartile supérieur au cours de la période de 2010 à 2014.

La sûreté nucléaire, la sécurité des employés et la sécurité environnementale sont les grandes priorités. Dans l'ensemble, la performance en matière de sécurité est forte aux installations nucléaires d'OPG où la plupart des mesures

de sécurité sont considérées se situer dans le quartile supérieur de l'industrie, y compris le taux d'accidents avec blessures et le taux de gravité des accidents. Les programmes d'inspection et d'essais nucléaires sont régis dans une large mesure par des exigences de maintenance visant à assurer que l'équipement est en état de fonctionner et donne le rendement escompté. OPG peut ainsi répondre aux exigences réglementaires que les centrales fonctionnent en toute sécurité et que la sûreté nucléaire ne soit pas compromise.

Veiller à la fiabilité, c'est voir à l'exploitation et à la maintenance des centrales nucléaires d'OPG de manière à optimiser l'équipement, la performance, la disponibilité et la production. Une fiabilité accrue de l'équipement contribue à réduire les interruptions de production, ce qui a pour effet d'améliorer la planification et l'exécution des interruptions afin de réaliser le plein potentiel de production des centrales. Des programmes et initiatives telles que Work Order Readiness et le Standard Equipment Reliability Program ont été mis sur pied afin d'atténuer les risques technologiques au moyen d'activités d'inspection et d'essais efficaces. La réduction des retards de maintenance afin d'améliorer la fiabilité de l'équipement constitue un autre aspect important de l'atteinte de l'excellence du rendement. Les centrales nucléaires affichent toutes une amélioration constante pour la réduction des retards de maintenance. La stratégie d'OPG en matière de maintenance évolue, et les programmes conçus pour améliorer l'état de l'équipement sont délaissés au profit de projets axés sur la maintenance complète des systèmes tout au long de leur cycle de vie, permettant ainsi d'accroître la fiabilité et la prévisibilité du rendement.

L'exécution réussie des contrôles en bâtiment sous vide de la centrale Darlington en 2009, où 25 000 tâches ont été réalisées et où un taux record d'exécution de tâches quotidiennes a été atteint, démontre bien les améliorations apportées en matière de fiabilité. Des plans sont en place pour la réalisation d'importants travaux de maintenance planifiés au cours des trois prochaines années, y compris des contrôles en bâtiment sous vide aux centrales Pickering en plus des travaux de maintenance continus, ce qui comprend l'inspection et la maintenance des générateurs de vapeur, l'inspection et le remplacement de canalisations d'alimentation, la maintenance des turbines et l'inspection des canaux de combustible. OPG s'efforce également de réduire la quantité et la durée

des interruptions planifiées afin d'accroître le temps de production. Le calendrier des interruptions planifiées à la centrale Darlington est passé d'un cycle de deux ans à un cycle de trois ans. La réduction ciblée de la durée des interruptions aux centrales nucléaires reflète les programmes poursuivis et nouveaux visant à améliorer la planification, l'exécution et la surveillance des travaux menés pendant les interruptions et la communication de l'information qui s'y rapporte, ainsi qu'à réduire les coûts des interruptions et à accroître la production.

Pour déterminer la performance humaine, on mesure la capacité des personnes à suivre des processus et procédures, et à fonctionner dans un environnement nucléaire ayant une solide culture de sûreté et de performance. Les centrales nucléaires d'OPG ont fait bonne figure en matière de gestion de la performance humaine en 2009, comme en témoigne le nombre peu élevé d'événements mettant en cause la performance humaine, critère d'évaluation répandu dans l'industrie et utilisé par toutes les centrales nucléaires. Le secteur de la production nucléaire d'OPG continue de mettre sur pied des programmes d'embauche et de formation dans le but d'améliorer le rendement des employés et de promouvoir le développement du leadership, tout en s'attaquant aux questions touchant la démographie.

Le facteur d'optimisation des ressources concerne la prestation de solutions qui représentent la combinaison optimale en matière de coûts, de qualité et de performance humaine. En 2009, OPG a mené une analyse comparative exhaustive afin de se fixer des objectifs de performance ambitieux tout en étant équilibrés. Par conséquent, les plans des unités fonctionnelles comprennent un certain nombre de projets visant l'amélioration de la performance. Ces initiatives, conjuguées à des efforts continus de réduction des coûts, devraient entraîner une baisse des coûts énergétiques des unités de production, tout en maintenant ou en améliorant la performance opérationnelle.

Actifs de production hydroélectrique

Le secteur de la production hydroélectrique s'efforce de produire de l'électricité de manière sûre, fiable, rentable et efficace. OPG entend continuer d'accroître la capacité de nombreuses centrales existantes au cours des années à venir en remplaçant l'équipement désuet comme les turbines, les générateurs, les transformateurs et d'autres

dispositifs de commande par de l'équipement plus performant.

Le secteur de la production hydroélectrique poursuit les objectifs suivants :

- > Maintenir et améliorer les actifs hydroélectriques existants en fonction du long terme;
- > Exploiter les installations hydroélectriques et en faire la maintenance de manière efficace et rentable;
- > Miser sur l'expansion et le développement des centrales hydroélectriques existantes, lorsque cela est possible;
- > Maintenir et améliorer la fiabilité et la performance lorsqu'il est possible et économique de le faire;
- > Maintenir un excellent bilan en matière de sécurité des employés en s'assurant que toutes les lois sont respectées, et que les processus et activités touchant la gestion de la sécurité sont menés de façon prudente et responsable;
- > Chercher constamment à s'améliorer dans les secteurs de la sécurité publique pour ce qui est des barrages et des voies navigables et de la performance environnementale;
- > Établir des relations avec les Premières nations et les Métis, et chercher à les développer.

OPG compte accroître la capacité des centrales existantes de 50 MW au cours des cinq prochaines années en remplaçant les roues de turbine actuelles et en installant de l'équipement plus performant. Le remplacement de l'équipement de contrôle améliorera également l'efficacité et permettra de satisfaire les exigences d'acheminement au marché. OPG planifie également de réparer, de rénover ou de remplacer des structures civiles désuètes. L'ajout de centrales à réserve pompée est envisagé afin de contrebalancer les défis opérationnels que pose l'accroissement de la production éolienne en Ontario.

OPG a mené d'importants travaux de révision d'équipement et de remise en état à plusieurs centrales hydroélectriques au cours de 2009, dont la remise en état de l'unité 9 de la centrale Sir Adam Beck, ainsi que des travaux de remise à neuf des roues de turbine et d'importants travaux de révision à l'unité 6 de la centrale Des Joachims, à l'unité 4 de la centrale Cameron Falls, aux unités 1 et 2 de la centrale Mc Vittie et à l'unité 2 de la centrale Ragged Rapids.

En 2009, OPG a mis en œuvre quelques stratégies liées à sa politique de relations avec les autochtones. Ces stratégies comprennent la tenue de pourparlers en vue du règlement de griefs historiques, le travail de partenariat avec les Premières nations afin d'explorer les possibilités de réalisation de projets hydroélectriques, et l'élaboration de programmes axés sur les possibilités d'emploi et d'octroi de contrats, la construction de capacité additionnelle et les relations avec les collectivités. OPG a conclu sa première entente de partenariat en 2009 avec une collectivité autochtone, la Première nation du Lac Seul, dans le cadre de la mise en valeur de la centrale du Lac Seul.

OPG continue de s'attaquer aux problèmes démographiques auxquels est confronté son secteur de la production hydroélectrique en embauchant des stagiaires diplômés et en formant du personnel pour assumer de nouveaux rôles. OPG initie ces nouveaux employés aux pratiques de travail sécuritaires et les aide à acquérir des compétences techniques afin de maintenir sa performance sur le plan de la sécurité, de l'environnement, de la fiabilité et des coûts.

Actifs thermiques

La capacité thermique offre la souplesse nécessaire pour permettre l'élargissement du portefeuille de production renouvelable de l'Ontario. Cela nécessite des programmes continus de maintenance et de dotation en personnel des centrales au charbon et autres centrales thermiques qui conviennent à leur rôle et à leur mode d'exploitation. Les centrales alimentées au charbon seront en bonne position pour fournir le volume d'électricité et les services auxiliaires nécessaires tout en menant leurs activités de manière fiable, rentable, sûre, ouverte et responsable sur le plan de l'environnement.

À plus long terme, le secteur de la production thermique cessera d'utiliser le charbon comme combustible d'ici 2014, et explore actuellement diverses options et la faisabilité de passer à des combustibles à faible taux d'émissions de CO₂ comme la biomasse, le gaz naturel et la biénergie gaz-biomasse. Les centrales thermiques ont le potentiel de répondre plus rapidement à la demande de la Province, offrant un complément aux sources d'énergie renouvelable non acheminables. Entre-temps, toutes les centrales thermiques d'OPG seront entretenues et dotées en personnel de manière à pouvoir répondre à la demande au besoin.

Les défis démographiques amenés par la fermeture planifiée de quatre unités alimentées au charbon en 2010 sont gérés au moyen des mécanismes prévus dans les conventions collectives, ainsi que de pourparlers continus et d'un travail de collaboration avec les représentants des syndicats. En outre, des stratégies sont en cours d'élaboration en ce qui a trait aux défis démographiques posés par le profil d'exploitation des centrales qui changera au moment de la conversion des unités.

La stratégie de sécurité du secteur de la production thermique se fonde sur le processus de systèmes gérés selon la norme de santé et sécurité au travail ISO 18000. Par le truchement de systèmes gérés et des évaluations de risques continues, le secteur de la production thermique accorde une priorité aux placements afin d'atténuer et d'éliminer les questions touchant la santé et la sécurité à ses centrales.

Performance environnementale

La politique environnementale d'OPG prévoit que « OPG s'efforcera d'améliorer continuellement sa performance sur le plan environnemental ». Cette politique renforce l'engagement d'OPG de respecter toutes les exigences légales et les engagements volontaires, dans le but de dépasser ces normes lorsqu'il est approprié et possible de le faire. D'autres objectifs comprennent l'intégration de facteurs environnementaux dans la planification des activités et la prise de décisions, de même que le maintien de systèmes de gestion environnementale.

OPG se fixe des objectifs clés en matière de performance qui font partie intégrante des fiches-résultats de la Société et des centrales. Des objectifs sont fixés pour un large éventail d'indicateurs environnementaux comme les déversements; les émissions atmosphériques d'oxyde d'azote (« NO_x »), d'anhydride sulfureux (« SO₂ »), de radionucléides, de déchets radiologiques et de dioxines/furannes; les infractions aux règlements; et les améliorations en matière d'efficacité énergétique.

OPG gère les émissions atmosphériques de NO_x et de SO₂ en utilisant de l'équipement spécialisé comme des épurateurs-laveurs, des brûleurs à faible émission de NO_x et de l'équipement de réduction catalytique sélective, et en achetant du combustible à faible teneur en soufre.

OPG surveille ses émissions dans l'atmosphère et dans l'eau et communique régulièrement les résultats aux organismes de réglementation, dont

le ministère de l'Environnement, Environnement Canada et la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN »). Le public reçoit aussi des communications régulières concernant la performance environnementale d'OPG. OPG a élaboré et mis en œuvre des programmes internes de surveillance, d'évaluation et de communication de l'information afin de gérer les risques environnementaux, tels que les émissions dans l'atmosphère et dans l'eau, les rejets, les déversements, le traitement des émissions radioactives et les déchets radioactifs. De plus, OPG continue de s'occuper de la contamination historique des sols dans le cadre de son programme volontaire d'évaluation et de décontamination des sols.

Au chapitre de l'environnement, OPG a atteint ou dépassé les objectifs qu'elle s'était fixés en 2009 pour ce qui est des déversements, des infractions, de l'efficacité énergétique, de la production de déchets radiologiques et des émissions de dioxines/furannes. Pour ce qui est des émissions de tritium, OPG a atteint l'objectif imposé par la réglementation, mais non l'objectif ambitieux qu'elle s'était fixé à l'interne. OPG a également conservé sa certification ISO 14001 pour son système de gestion environnementale au niveau de la Société et pour toutes ses centrales. Certaines unités des centrales Lambton et Nanticoke possèdent un équipement de réduction catalytique sélective pour l'élimination des NO_x. Ces unités ont respecté les limites d'émissions réglementaires, mais les objectifs que la Société s'était fixés à l'interne en matière d'élimination des NO_x n'ont pas été atteints en raison de problèmes d'équipement et de l'exploitation de ces unités à de faibles charges, ce qui a nui au fonctionnement de l'équipement de réduction catalytique sélective. En 2009, les émissions de gaz acides (SO₂ et NO_x) se sont établies à 42,8 gigagrammes (« Gg »), comparativement à 104,8 Gg en 2008. La diminution des émissions de gaz acides résulte principalement d'une baisse de la production aux centrales thermiques.

En 2009, le gouvernement fédéral n'a pas publié de projet de règlement sur les émissions de gaz à effet de serre (« GES »). Tout indique que le gouvernement fédéral envisage maintenant un système de plafonnement et d'échange semblable à ce qui se fait aux États-Unis. OPG continue de surveiller la situation en ce qui concerne le projet de règlement sur les émissions de GES du gouvernement fédéral.

Le gouvernement de l'Ontario prend également des mesures pour mettre en œuvre un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES. En juillet 2008, la province d'Ontario s'est jointe au groupe de la Western Climate Initiative (« WCI », ou Initiative régionale de l'Ouest concernant le climat), s'engageant à mettre en œuvre un système de plafonnement et d'échange d'ici 2012. En 2009, la Province a adopté des règlements autorisant l'élaboration d'un système de plafonnement et d'échange et exigeant que les installations qui émettent 10 000 Mg ou plus surveillent et mesurent les émissions de 2010 et en fassent rapport en 2011. OPG se conformera aux exigences de 2010 et continuera de surveiller la situation en ce qui a trait au système de plafonnement et d'échange.

Pour améliorer encore davantage ses résultats au chapitre des émissions de GES, OPG a lancé son plan de gestion des GES en 2007. Le plan vise à améliorer l'efficacité énergétique des installations d'OPG, à promouvoir l'utilisation de biocarburants au lieu du charbon, à mener des recherches sur l'incidence des changements climatiques sur les activités d'OPG, à encourager la plantation d'arbres au moyen d'un vaste programme de biodiversité et à mettre sur pied un programme de sensibilisation à l'intention des employés.

En mai 2008, la Province a annoncé les nouveaux plafonds annuels pour les émissions de CO₂ des centrales alimentées au charbon d'OPG afin de s'assurer que ces dernières réduisent des deux tiers leurs émissions par rapport aux niveaux de 2003, d'ici 2011. Selon les exigences du projet de règlement en vertu de la *Loi sur la protection de l'environnement*, les émissions de CO₂ d'OPG devront être réduites afin de respecter le plafond annuel de 11,5 millions de tonnes à compter du 1^{er} janvier 2011, soit un tiers des 34,5 millions de tonnes d'émissions de CO₂ produites en 2003. Conformément à la déclaration de l'actionnaire datée du 15 mai 2008 et à la résolution de l'actionnaire datée du 16 mai 2008, OPG a élaboré une stratégie afin d'atteindre, sur une base prévisionnelle, les objectifs provisoires en matière d'émissions de CO₂ de 19,6 millions de tonnes en 2009 et de 15,6 millions de tonnes en 2010. Le 27 novembre 2009, OPG a soumis sa stratégie de mise en œuvre pour 2010 au ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure.

En 2009, les émissions de CO₂ ont été de 10,0 millions de tonnes contre 23,0 millions de tonnes en 2008. En 2009, les émissions ont beaucoup diminué du fait de la baisse de production des centrales alimentées au charbon d'OPG par rapport à 2008, en raison surtout de l'incidence de la baisse de la demande primaire en Ontario et de la hausse de la production d'électricité provenant d'autres producteurs en Ontario. OPG continue de recourir à sa stratégie de mise en œuvre pour atteindre ses objectifs en matière d'émissions de CO₂.

Sécurité

OPG s'engage à atteindre une excellente performance en matière de sécurité en tâchant de s'améliorer constamment et d'atteindre l'objectif ultime de zéro blessure. La performance en matière de sécurité se mesure à l'aide de deux indicateurs primaires : le taux de gravité des accidents et le taux d'accidents avec blessures. La performance globale en matière de sécurité de la Société est constamment l'une des meilleures parmi les entreprises canadiennes de services publics d'électricité, et OPG a obtenu le prix de sécurité du Président de l'Association canadienne de l'électricité (groupes I et II) six des neuf dernières années, pour s'être classée dans le quartile supérieur pour sa performance en matière de sécurité mesurée au moyen du taux de gravité des accidents et du taux d'accidents avec blessures. En 2009, OPG a également décroché une médaille d'or de l'Association ontarienne de sécurité des services publics et électriques pour avoir maintenu pendant quatre années d'affilée un système de gestion de la sécurité efficace et une solide culture de sécurité.

La performance d'OPG pour ce qui est du taux de gravité des accidents en 2009, soit 1,40 jour perdu par 200 000 heures travaillées, est une amélioration par rapport au résultat de 2008, qui était de 1,47 jour perdu par 200 000 heures. Le taux de gravité des accidents de 2009 est le meilleur de l'histoire d'OPG, plusieurs sites ayant franchi des étapes importantes sur le plan de la sécurité, certains n'ayant enregistré aucune blessure ayant entraîné un arrêt de travail, ce qui démontre le chemin parcouru dans la poursuite de l'objectif de zéro blessure. En 2009, le taux d'accidents avec blessures d'OPG a été de 1,19 blessure par 200 000 heures travaillées, ce qui est légèrement supérieur à la statistique de 1,15 blessure par 200 000 heures enregistrée en 2008.

OPG est résolue à atteindre son objectif de zéro blessure en poursuivant le développement de

sa solide culture de sécurité et en continuant d'améliorer ses systèmes de gestion de la sécurité et ses programmes de contrôle des risques. L'une des principales stratégies employées pour y parvenir a été la maintenance des systèmes officiels de gestion de la sécurité selon les règles de la norme OHSAS 18001 pour les systèmes de gestion de la santé et de la sécurité au travail de la British Standard Institution. De tels systèmes sont en place aux niveaux de l'entreprise et des sites, et permettent à OPG de gérer de manière proactive les risques liés à la sécurité et d'élaborer des programmes ciblés d'atténuation des risques. En vertu de ce plan, OPG a établi des programmes d'amélioration de la sécurité afin de continuer à bâtir une solide culture de la sécurité où les employés assument personnellement la responsabilité de la sécurité, et afin de se concentrer sur les principaux risques en mettant sur pied des programmes de prévention des troubles musculosquelettiques et en décelant des occasions de prévenir les incidents comme les chocs électriques et la chute d'objets.

OPG s'attend, comme le stipule son programme de gestion à l'intention des entrepreneurs, à ce que ses entrepreneurs maintiennent un niveau de sécurité équivalant à celui des employés d'OPG. Depuis 2005, le taux d'accidents avec blessures d'OPG pour les entrepreneurs de la construction se compare favorablement à celui enregistré dans le secteur de la construction en Ontario, comme mesuré par l'Association ontarienne de la sécurité dans la construction.

OPG continue de faire preuve de leadership sur le plan de la sécurité, en démontrant son engagement envers la sécurité des jeunes travailleurs dans les collectivités où elle est présente en participant à des projets visant à sensibiliser ces derniers à l'importance de la sécurité au travail.

Les progrès réalisés au chapitre de la performance en matière de sécurité et des programmes d'amélioration font l'objet d'une surveillance continue grâce à la publication régulière de rapports à ce sujet. Les activités de surveillance comprennent également les vérifications internes et externes du système de gestion de la sécurité d'OPG et les vérifications de certains risques d'exploitation. OPG dispose aussi d'un système rigoureux de gestion des incidents, qui exige que tous les incidents, y compris les accidents évités de justesse, soient rapportés et fassent l'objet d'une enquête, et que des

plans de mesures correctives soient élaborés afin d'assurer que ces incidents ne se répéteront pas. Un projet d'amélioration du processus d'enquête d'OPG actuellement en cours vise à améliorer les enseignements tirés des incidents touchant la sécurité et à empêcher qu'ils se répètent.

Durabilité financière

À titre d'entreprise commerciale, OPG a comme priorité financière de réaliser un rendement financier durable. Cette priorité repose sur les objectifs suivants : réaliser un rendement approprié des actifs réglementés d'OPG; optimiser les prix touchés pour la production provenant d'actifs non réglementés; déceler et saisir les occasions d'amélioration de l'efficacité; et s'assurer que des fonds suffisants sont disponibles pour atteindre les objectifs stratégiques d'OPG en matière d'excellence du rendement et d'aménagement de centrales. OPG a mis en œuvre un certain nombre de stratégies pour réaliser un rendement financier durable.

Le mandat d'OPG, comme il a été approuvé par son actionnaire, énonce qu'à titre de société établie en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* de l'Ontario chargée d'un mandat commercial, OPG exercera ses activités en visant le maintien de sa viabilité financière et préservera la valeur de ses actifs pour son actionnaire, la Province.

OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par ses centrales nucléaires et la plupart de ses centrales hydroélectriques de base. Une part importante de la production d'OPG demeure non réglementée et continue d'être vendue au prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario. En 2009, le bénéfice tiré des centrales non réglementées a subi l'incidence négative de prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario beaucoup plus bas, d'une baisse de la demande et d'une hausse de la production d'autres producteurs d'électricité en Ontario. OPG poursuit des occasions d'accroître ses revenus et de réduire ses dépenses afin de maintenir un niveau approprié de rentabilité. Pour réduire ses coûts, la Société cherchera à améliorer son efficacité et à reporter certains travaux ou à en réduire la portée sans que cela ait une incidence sur la santé et la sécurité.

Dans la mesure où des fonds additionnels, autres que ceux provenant de l'exploitation, sont nécessaires, OPG cherche à s'entendre avec son actionnaire sur des options qui lui assureraient de disposer de sources de financement appropriées

pour financer ses besoins d'exploitation continus et ses projets d'aménagement de nouvelles unités de production. En s'assurant un accès à du financement à coût abordable et en maintenant des notes de crédit de première qualité, OPG conservera son statut de placement commercial viable à long terme. OPG s'assure également de disposer de fonds suffisants pour atteindre ses objectifs stratégiques tout en continuant de rechercher des occasions de diversifier ses sources de financement et d'accroître son accès à des capitaux à coût abordable, comme il en est question à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement*.

OPG cherche à réduire au minimum le coût du capital en ciblant des mesures financières qui reflètent une notation de crédit de première qualité. OPG surveille le capital au moyen du ratio d'endettement. Le total de la dette est maintenu à un niveau qui donne à OPG suffisamment de souplesse financière pour émettre des titres d'emprunt lorsque cela est nécessaire. La gestion de la structure du capital tiendrait compte à la fois des mesures reflétant la notation de crédit cible et de la structure du capital réputée, composée de 53 % de dette et de 47 % de capitaux propres, établie par la décision de la CEO sur les tarifs des activités réglementées.

Aménagement de centrales

OPG poursuit un certain nombre d'occasions d'aménagement de centrales, y compris des occasions d'accroître la capacité et de prolonger la vie des centrales, lorsque cela est possible. L'accroissement du potentiel de production de l'infrastructure existante permet de réduire l'incidence environnementale liée à la nécessité de répondre à la demande en électricité de l'Ontario. Toutes les possibilités de tirer parti des sites et des actifs existants permettront à OPG de réaliser des avantages additionnels de ces actifs. Les principaux projets d'OPG comprennent la remise en état de centrales nucléaires, l'aménagement de nouvelles centrales hydroélectriques et la modernisation de centrales existantes, et la conversion de certaines centrales alimentées au charbon à des combustibles de remplacement.

Nouvelles unités de production nucléaire

Le 29 juin 2009, le gouvernement de l'Ontario a suspendu le processus de demande de propositions (« DP ») concurrentielles portant sur l'achat prévu de deux nouveaux réacteurs nucléaires pour la centrale Darlington. Dans son annonce, le gouvernement a indiqué que le processus ne

constituait pas pour l'Ontario une option appropriée à ce moment. Les offres qui ont été reçues durant ce processus ont par la suite expiré. Le gouvernement n'a pas encore annoncé ses plans révisés en vue de l'achat de deux nouveaux réacteurs nucléaires. OPG poursuit deux initiatives en cours, soit le processus d'évaluation environnementale et l'obtention d'un permis visant la préparation d'un emplacement. Le 30 septembre 2009, OPG a déposé l'énoncé des incidences environnementales (« EIE ») et une demande révisée du permis visant la préparation d'un emplacement auprès de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (« ACEE ») et de la CCSN. Le 16 novembre 2009, la commission d'examen conjoint a annoncé le début d'une période d'examen public de six mois pour l'EIE et le permis visant la préparation d'un emplacement. Le 3 février 2010, la commission d'examen conjoint a demandé de l'information supplémentaire à l'appui de l'EIE et de la demande de permis visant la préparation d'un emplacement.

Projet de remise en état de la centrale Darlington

En février 2010, OPG a annoncé sa décision d'entreprendre la phase de planification détaillée du projet de remise en état de la centrale nucléaire Darlington. La fin de la durée de vie des unités de la centrale nucléaire Darlington, aux fins du calcul de l'amortissement, est 2019 en moyenne. Les travaux de remise en état visent à prolonger de 30 ans la durée de vie des unités de la centrale. Les travaux de remise en état nécessiteraient une interruption afin de remplacer les composantes qui abrègent la vie de la centrale. On profiterait également de cette période d'interruption pour remplacer d'autres composantes ou en faire la maintenance.

Dans la phase de planification détaillée, tous les travaux réglementaires seront achevés, y compris l'évaluation environnementale (« EE »), l'examen intégré de la sûreté (« EIS ») et le plan intégré d'amélioration (« PIA »). Dans le cadre de la phase de définition, OPG fera également la planification technique et détaillée du projet, établira l'organisation de la gestion du projet ainsi que les infrastructures requises, et préparera une estimation détaillée des coûts et de l'échéancier en prévision d'une approbation vers le milieu de 2014 et de la mise en chantier des travaux vers 2016. Une étude de faisabilité préliminaire a été réalisée à partir de la portée anticipée du projet de remise en état de la centrale Darlington et de la durée d'exploitation prévue une fois les travaux de remise en état terminés.

Poursuite des activités de la centrale Pickering B

En septembre 2009, OPG a soumis son rapport final sur l'examen intégré de la sûreté pour la centrale nucléaire Pickering B à la CCSN. Selon les conclusions du rapport, la centrale démontre un haut niveau de conformité aux codes et normes modernes, et peut être exploitée en toute sécurité aujourd'hui et dans l'avenir. OPG prévoit que la CCSN rendra une décision sur ce rapport vers le milieu de 2010.

En février 2010, OPG a annoncé sa décision de continuer d'exploiter de façon sécuritaire et fiable sa centrale nucléaire Pickering B. Les unités de production de la centrale Pickering B devraient actuellement atteindre leur fin de vie nominale entre 2014 et 2016. OPG entreprend une série coordonnée d'initiatives visant à évaluer la possibilité de poursuivre l'exploitation en toute sûreté et fiabilité de la centrale Pickering B pendant une période additionnelle de quatre à six ans. Lorsque les activités de la centrale prendront fin, OPG placera les unités en état d'arrêt sûr, puis entreprendra le processus de déclassement à long terme.

Mise en état d'arrêt sûr des unités 2 et 3 de Pickering A

Le projet de mise en état d'arrêt sûr de la centrale Pickering A consiste notamment à vidanger, à assécher et à isoler les unités 2 et 3 du reste de la centrale, à reconfigurer la salle de commande des deux unités restantes et à placer les divers systèmes en état d'arrêt sûr. Les travaux de vidange des unités ont été achevés en 2008 et les travaux d'asséchage, le 4 janvier 2010. Au cours de 2009, quatre réservoirs de stockage d'eau lourde permanents ont été installés et 26 transformateurs remplis d'huile contaminés par les biphényles polychlorés (« BCP ») ont été retirés. Les travaux consistant à isoler les unités et à placer divers sous-systèmes en état d'arrêt sûr vont bon train. Le projet devrait être terminé à l'automne 2010, conformément au calendrier et aux prévisions de coûts de 349 millions de dollars. Les dépenses en immobilisations du projet pour 2009 et à ce jour s'établissent respectivement à 95 millions de dollars et 276 millions de dollars.

Tunnel de Niagara

En juin 2009, suivant les recommandations d'un comité d'examen des litiges, OPG et l'entrepreneur ont signé un contrat de conception-construction modifié comportant des coûts et un échéancier cibles révisés. Les coûts et le calendrier cibles tenaient compte des conditions souterraines

difficiles rencontrées et des travaux d'excavation du tunnel et d'installation du revêtement nécessaires pour accélérer l'achèvement du tunnel. Le contrat modifié comprend la prise de mesures incitatives et désincitatives visant à atteindre les coûts et le calendrier cibles. Le conseil d'administration d'OPG a approuvé une estimation des coûts du projet révisés de 1,6 milliard de dollars et une date d'achèvement prévue révisée pour décembre 2013. Les coûts et le calendrier des travaux d'excavation du tunnel et d'installation du revêtement continueront à créer des incertitudes.

Au 31 décembre 2009, le tunnelier avait progressé de 5 481 mètres, ce qui représente 54 % de la longueur du tunnel. L'avancement du tunnelier a été temporairement interrompu du 11 septembre 2009 au 8 décembre 2009 afin de réparer une courte section du revêtement temporaire qui a cédé à environ 1 800 mètres de l'endroit où se trouvait le tunnelier à ce moment, et d'achever des travaux de révision planifiés de la tête de forage du tunnelier, de convoyeurs et d'autres équipements de construction du tunnel. Les travaux d'installation du tiers inférieur du revêtement en béton permanent du tunnel sont en avance sur l'échéancier. La restauration de la section circulaire du tunnel avant l'installation des deux tiers supérieurs du revêtement en béton a commencé, comme prévu, en septembre 2009. L'installation des deux tiers supérieurs du revêtement en béton devrait commencer au printemps 2010.

Les dépenses en immobilisations attribuables au projet pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 se sont établies à 214 millions de dollars, et les dépenses en immobilisations cumulatives, à 649 millions de dollars. Le projet est financé par emprunt par l'intermédiaire de la SFIEO. OPG est en voie d'apporter une modification à la facilité de crédit du projet du tunnel de Niagara conclue avec la SFIEO afin de tenir compte de l'estimation de coûts révisée de 1,6 milliard de dollars et du calendrier révisé.

Lac Seul

La centrale hydroélectrique du Lac Seul a été déclarée en service en février 2009. La centrale a une capacité de 12,5 MW. Les dépenses en immobilisations du projet ont totalisé 55 millions de dollars. Le projet est financé par emprunt par l'intermédiaire de la SFIEO.

OPG a conclu une convention de partenariat avec la Première nation du Lac Seul concernant la centrale du Lac Seul. En juillet 2009, OPG a cédé la propriété de la centrale au partenariat. OPG détient une participation de 75 % dans la coentreprise, tandis que la Première nation du Lac Seul détient une participation de 25 %.

Upper Mattagami et Hound Chute

Les activités de construction visant à remplacer trois centrales hydroélectriques existantes sur la rivière Upper Mattagami et la centrale Hound Chute sur la rivière Montreal se sont poursuivies en 2009. Pendant les travaux, la centrale Hound Chute a été mise hors service en juillet 2009. La nouvelle centrale aura une capacité de 10 MW, comparativement à 4 MW pour la centrale remplacée.

À la fin du projet, la puissance installée totale des quatre centrales augmentera, passant de 23 MW à 44 MW, et on prévoit que l'énergie produite annuellement passera de 134 gigawattheures (« GWh ») à 223 GWh. Au cours de 2009, les activités de construction et la fabrication de pièces et systèmes commandés se sont déroulées comme prévu, et certaines pièces d'équipement « centrale-réseau » importantes ont été livrées. Les centrales devraient entrer en service en avril 2011.

Le financement du projet a été terminé en mai 2009, et des billets de premier rang totalisant 200 millions de dollars ont été émis. Au 31 décembre 2009, les dépenses cumulatives s'élevaient à 196 millions de dollars. Le total des coûts du projet devrait atteindre 300 millions de dollars.

Lower Mattagami

OPG poursuit son programme de développement visant à accroître la capacité de production de quatre centrales sur la rivière Lower Mattagami, pour la faire passer de 483 MW à 933 MW. Un contrat de conception-construction finalisé en janvier 2010 permettra le déroulement de travaux techniques et d'autres préparatifs parallèlement à l'obtention des approbations réglementaires finales et à la négociation d'une HESA avec l'OEO.

OPG a entamé des pourparlers avec des représentants de collectivités autochtones concernant le projet. Un accord global a été négocié avec la Première nation locale qui règle des griefs attribués à la construction et à l'exploitation et à la maintenance subséquentes des installations d'OPG.

dans la région. Grâce à ce nouvel accord, la Première nation pourra acquérir une participation pouvant aller jusqu'à 25 % dans le projet. Des discussions avec d'autres groupes autochtones sont en cours.

Le rapport d'étude complet découlant de l'évaluation environnementale (« EE ») fédérale a été publié aux fins de consultation publique en octobre 2009, et le processus de consultation s'est terminé à la fin de 2009. L'EE a été soumise au ministre fédéral.

Possibilités de conversion d'unités de production

La stratégie visant à convertir des unités alimentées au charbon à des combustibles de remplacement continue de progresser et reflète le contexte d'exploitation en constante évolution en Ontario, y compris le retrait graduel réglementé des centrales au charbon et leur conversion à des combustibles de remplacement comme la biomasse, le gaz naturel et la biénergie gaz-biomasse. Des travaux de conception détaillés sur la conversion de la centrale d'Atikokan à la biomasse sont en cours. OPG mène également une étude conceptuelle visant à déterminer la possibilité de convertir d'autres unités alimentées au charbon dans d'autres centrales. OPG exige de conclure des ententes de recouvrement des coûts avec l'OEO quant à la conversion des unités et à l'électricité produite après la conversion, avant de chercher à obtenir l'approbation du conseil d'administration de procéder à la conversion d'unités. OPG est en pourparlers avec le ministère de l'Énergie et de l'Infrastructure en vue d'émettre une directive à l'OEO concernant la négociation d'une entente de recouvrement des coûts avec OPG.

Portlands Energy Centre

OPG a conclu un partenariat avec TransCanada Energy Ltd., par l'entremise de Portlands Energy Centre L.P. (« PEC »), portant sur l'aménagement et l'exploitation d'une centrale alimentée au gaz de 550 MW, à cycle combiné, sur le site de l'ancienne centrale R.L. Hearn, près du centre-ville de Toronto. OPG détient une participation de 50 % dans la coentreprise, qui mène ses activités en vertu d'un contrat d'achat d'énergie propre accéléré conclu avec l'OEO.

Le PEC a été déclaré en service, en mode de cycle combiné, en avril 2009, plus tôt que la date de mise en service du 1^{er} juin 2009 prévue au contrat. La quote-part d'OPG des dépenses en immobilisations pour le projet est de 370 millions de dollars, y compris les frais financiers. Le total des coûts du projet est dans les limites du budget approuvé.

La quote-part d'OPG du projet est financée par emprunt par l'intermédiaire de la SFIEO.

Acquisition et perfectionnement de talents

La gestion de la main-d'œuvre d'une organisation nécessite une bonne planification. La capacité d'OPG de poursuivre ses activités en cours et de livrer avec succès son carnet de projets prévus est tributaire du perfectionnement et du maintien en poste d'employés talentueux et prêts à s'engager et d'une solide capacité de leadership. La stratégie d'OPG en matière de ressources consiste à recruter et à perfectionner des talents mus par l'excellence du leadership, ainsi que les ressources nécessaires pour satisfaire à ses besoins d'affaires, et à combler l'attrition dans des domaines de compétences clés. OPG a un système de planification de la main-d'œuvre qui compare l'offre et la demande prévues de personnel et de compétences et comble les écarts. OPG a aussi un programme actif de planification de la relève et maintient des programmes de développement du leadership à l'échelle de l'organisation.

Main-d'œuvre qualifiée

Au 31 décembre 2009, OPG comptait environ 12 100 employés à plein temps et environ 1 000 employés contractuels, ouvriers occasionnels et employés temporaires. La plupart des employés à plein temps d'OPG sont représentés par deux syndicats : environ 7 000 par le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique et environ 3 800 par la Society of Energy Professionals. L'actuelle convention collective entre OPG et le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique a une durée de trois ans, soit du 1^{er} avril 2009 au 31 mars 2012. L'actuelle convention collective entre OPG et la Society of Energy Professionals a une durée de cinq ans, soit du 1^{er} janvier 2006 au 31 décembre 2010.

En plus de faire appel à sa main-d'œuvre permanente, OPG confie les travaux de construction et de maintenance sous contrat à des ouvriers membres de 22 syndicats de métiers ayant des droits de négociation établis sur les installations d'OPG. Ces droits de négociation sont exercés soit par l'entremise de l'Electrical Power Systems Construction Association (« EPSCA »), soit directement avec OPG. Toutes les conventions collectives avec des métiers de construction prendront fin en avril 2010. OPG, en collaboration avec l'EPSCA, participe activement à tous les aspects des négociations.

CAPACITÉ DE PRODUIRE DES RÉSULTATS

Actifs de production

OPG continue de mettre en œuvre des mesures spécifiques visant l'amélioration de la fiabilité et de la prévisibilité de chaque centrale nucléaire. Ces mesures sont conçues en fonction d'exigences technologiques particulières et de l'expérience opérationnelle, et permettent d'atténuer les risques. La centrale nucléaire Darlington est passée à un cycle de trois ans pour ce qui est des interruptions planifiées afin de tirer avantage de l'état de la centrale, des systèmes d'appoint en place et de la capacité de chargement du combustible en cours de fonctionnement. Les centrales nucléaires Pickering A et B continueront de faire des améliorations ciblées en matière de fiabilité.

OPG a augmenté la capacité de production de ses centrales hydroélectriques, a prolongé leur durée de service et a investi de fortes sommes pour remplacer l'équipement désuet, moderniser les roues de turbines, automatiser davantage les centrales et améliorer les pratiques de maintenance. Des programmes sont en place pour améliorer encore l'efficacité et la disponibilité des centrales hydroélectriques existantes.

OPG continuera de maintenir la fiabilité de ses centrales alimentées au charbon afin de produire l'électricité requise jusqu'à la date prévue de leur fermeture, ou jusqu'à la conversion des centrales à des combustibles de remplacement.

En plus des facteurs analysés dans la présente section, la capacité d'OPG de produire des résultats est fonction des facteurs analysés à la section *Gestion des risques*.

TENDANCES DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ DE L'ONTARIO

Dans son rapport intitulé *18-Month Outlook*, publié le 23 février 2010, la SIERE a indiqué qu'en date du 4 février 2010, la puissance de production d'électricité installée de l'Ontario était de 35 485 MW. Au 31 décembre 2009, la capacité de production d'électricité en service d'OPG était de 21 729 MW ou 61 % de la capacité de l'Ontario. La SIERE a déclaré que, pour les 18 prochains mois, les perspectives à l'égard de la fiabilité du réseau d'électricité de l'Ontario demeurent positives. L'ajout prévu de 2 600 MW produits par des unités

nouvelles et remises en état de parcs éoliens et de centrales hydroélectriques, nucléaires et alimentées au gaz et à la biomasse au cours de cette période renforcera l'offre d'électricité déjà solide en Ontario. La fermeture anticipée de quatre unités alimentées au charbon, de deux unités à Lambton et de deux unités à Nanticoke, pour une réduction de 2 000 MW de la capacité de production, est prévue pour 2010, mais n'aura pas d'incidence indue sur le volume adéquat ou la fiabilité de l'énergie en Ontario. La nouvelle interconnexion avec le Québec offre une capacité de transfert de 1 250 MW. Le rapport de la SIERE tient compte de la mise en œuvre du programme de réduction des émissions attribuables aux centrales alimentées au charbon de l'Ontario qui a débuté en 2009.

La SIERE prévoit que la demande d'énergie augmentera de 0,5 % pour s'établir à 141,1 TWh au cours de 2010, et de 0,6 % pour s'établir à 141,9 TWh en 2011. Cette légère hausse de la demande est surtout attribuable à la faible reprise de l'économie prévue. La demande de pointe d'électricité prévue pour l'été 2010, si les conditions climatiques sont normales, devrait reculer à 23 556 MW. La SIERE prévoit que le risque de production excédentaire sera faible jusqu'à un certain moment au printemps 2010, mais refera surface à l'été 2010, et pourrait persister jusqu'à l'automne. La multiplication des initiatives intégrées de production et de conservation crée la possibilité d'une production excédentaire, bien que leurs effets soient atténués en hiver lorsque la demande minimale du jour au lendemain est touchée par la charge de chauffage.

Les prix du combustible peuvent avoir une incidence importante sur les revenus et la marge brute d'OPG. Les prix du marché au comptant de l'uranium ont fluctué au cours de 2009. Ils ont commencé l'exercice à 53 \$ US la livre et ont atteint un creux de 40 \$ US la livre au début du deuxième trimestre. Puis, en juin, ils ont atteint 54 \$ US la livre, leur sommet pour l'année, pour retomber à 45 \$ US la livre à la fin de 2009. Les prix à long terme de l'uranium ont commencé l'année à 70 \$ US la livre, puis ont lentement baissé pour s'établir à 62 \$ US à la fin de 2009.

Pendant la majeure partie de 2009, les prix du gaz naturel sur le Henry Hub ont subi de fortes pressions à la baisse en raison de la récession économique, d'un recul de la demande et d'une forte production aux États-Unis. Les prix du gaz naturel,

en baisse durant les derniers mois, ont rebondi en décembre 2009 pour s'établir à 5,56 \$ US/MMBtu, soit leur plus haut niveau depuis décembre 2008. Les prix du gaz sur le Henry Hub ont avoisiné 4,41 \$ US/MMBtu au quatrième trimestre, soit 39 % de plus qu'au troisième trimestre de 2009, mais toujours 31 % de moins qu'au quatrième trimestre de 2008. Les prix du charbon bitumineux de l'Est ont suivi une tendance semblable. Après avoir atteint un sommet record au troisième trimestre de 2008, les prix ont subi de fortes pressions à la baisse et ont avoisiné 53,00 \$ US la tonne au quatrième trimestre de 2009, une chute de 49 % par rapport aux prix du quatrième trimestre de 2008. Les prix du charbon du bassin Powder River, qui avaient été en moyenne de 13,50 \$ US la tonne au quatrième trimestre de 2008, ont glissé à environ 8,85 \$ US la tonne en juin 2009 et sont demeurés à peu près à ce niveau jusqu'à la fin de l'année. Les prix du charbon du bassin Powder River ont été en moyenne de 8,80 \$ US la tonne au quatrième trimestre de 2009, ce qui représente une chute de 35 % par rapport à la période correspondante de 2008.

SECTEURS D'ACTIVITÉ

OPG compte les cinq secteurs d'activité isolables suivants : Production nucléaire réglementée, Gestion des déchets nucléaires réglementée, Production hydroélectrique réglementée, Production hydroélectrique non réglementée et Production thermique non réglementée. Avant le quatrième trimestre de 2008, OPG avait quatre secteurs d'activité isolables qui sont décrits à la section *La Société*.

OPG a conclu divers contrats sur l'énergie et contrats de ventes connexes afin de couvrir le risque de variation des prix des marchandises lié aux fluctuations des prix de l'électricité sur le marché au comptant de l'électricité de l'Ontario. Les contrats qui sont désignés à titre de couvertures des revenus de production d'OPG sont inclus dans les secteurs Production hydroélectrique non réglementée et Production thermique non réglementée. Les gains ou les pertes liés à ces opérations de couverture sont portés en résultat pendant la durée du contrat lorsque l'opération sous-jacente a lieu.

Production nucléaire réglementée

Le secteur Production nucléaire réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales

nucléaires qu'OPG possède et exploite. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales nucléaires Pickering A et B et Darlington. Ce secteur comprend aussi les revenus aux termes d'une entente de location avec Bruce Power liée aux centrales nucléaires Bruce. Cette entente comprend un revenu locatif et les revenus tirés de l'analyse et de la conception techniques et des services techniques et autres. Des revenus sont aussi tirés de la vente d'isotopes et de services connexes. Les revenus connexes sont gagnés au moyen des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

Les activités du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée consistent en la gestion du combustible nucléaire irradié de faible ou de moyenne activité, le déclassement des centrales nucléaires d'OPG (y compris les centrales louées à Bruce Power), la gestion des Fonds nucléaires et les activités connexes, y compris l'inspection et l'entretien des installations de stockage des déchets. Par conséquent, une charge de désactualisation des passifs nucléaires et le rendement (les pertes) des Fonds nucléaires sont présentés dans ce secteur.

Au fil de l'exploitation des centrales nucléaires, OPG engage des coûts variables liés au combustible irradié de faible activité et de moyenne activité qui est produit. Ces coûts font augmenter les passifs nucléaires en raison de la production de grappes de combustible irradié additionnelles et d'autres déchets. Ces coûts variables sont imputés aux activités à court terme du secteur Production nucléaire réglementée afin de refléter le coût de production de l'énergie et les revenus tirés du contrat de location avec Bruce Power. Puisque les coûts variables font augmenter les passifs nucléaires du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée, OPG comptabilise une charge intersectorielle entre les secteurs Production nucléaire réglementée et Gestion des déchets nucléaires réglementée. L'incidence de cette charge intersectorielle entre ces secteurs est éliminée dans les états des résultats et les bilans consolidés d'OPG.

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée est jugé réglementé puisque les coûts liés aux passifs nucléaires sont inclus dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production des installations nucléaires réglementées d'OPG.

Production hydroélectrique réglementée

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

Production hydroélectrique non réglementée

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

Production thermique non réglementée

Le secteur Production thermique non réglementée exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales thermiques qui ne sont pas soumises à la réglementation des tarifs. Des revenus connexes sont gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services connexes, y compris des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des services de réglage de production automatique et d'autres services.

Divers

Le secteur Divers comprend les revenus qu'OPG tire de sa participation de 50 % dans la coentreprise Brighton Beach Power Limited Partnership (« Brighton Beach ») relativement à une convention de conversion énergétique entre Brighton Beach et Shell Energy North America (Canada) Inc.

(anciennement Coral Energy Canada Inc.). Ce secteur comprend également les revenus qu'OPG tire de sa quote-part de 50 % des résultats de la centrale alimentée au gaz du PEC, qui est détenue en copropriété avec TransCanada Energy Ltd. et est exploitée en vertu d'un contrat d'achat d'énergie propre accéléré conclu avec l'OEO. Les revenus et les charges liés aux activités de négociation et aux activités autres que de couverture d'OPG sont aussi inclus dans ce secteur. Dans le cadre de ces activités, OPG effectue des opérations essentiellement à court terme, de un an ou moins, avec des contreparties de l'Ontario et des marchés de l'énergie avoisinants. Ces activités se rapportent essentiellement à l'énergie physique, qui est achetée et vendue aux limites de la province d'Ontario, et à la vente de produits de gestion des risques financiers et de produits liés à l'énergie. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont comptabilisés à titre d'actifs ou de passifs à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les autres revenus à titre de gains ou de pertes. En outre, ce secteur comprend les revenus tirés des locations immobilières.

INDICATEURS CLÉS DE LA PRODUCTION ET DU RENDEMENT FINANCIER

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

Facteur de capacité des unités de production nucléaire

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

au cours de la même période si la production des unités avait été optimale. Les facteurs de capacité sont principalement touchés par les indisponibilités planifiées et fortuites de la production. Selon la définition de l'industrie, les facteurs de capacité excluent les cas de non-disponibilité liée au réseau et les baisses importantes de la température des lacs.

Taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales thermiques et hydroélectriques

Les centrales thermiques d'OPG fournissent une source d'énergie souple et peuvent fonctionner en tant qu'installations de base, à capacité intermédiaire et à capacité de pointe, selon leurs caractéristiques et la demande du marché. Les centrales hydroélectriques d'OPG, qui fonctionnent en tant qu'installations de base, à capacité intermédiaire et à capacité de pointe, fournissent une source d'énergie renouvelable sûre, fiable et à faible coût. Une mesure clé de la fiabilité des centrales thermiques et hydroélectriques est la proportion de temps pendant lequel elles sont disponibles pour produire de l'électricité lorsque c'est nécessaire. Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente est un indice de la fiabilité de l'unité de production obtenu en comparant le temps d'indisponibilité d'une unité de production attribuable à des événements fortuits, y compris tout déclassement forcé, avec son temps de disponibilité.

Pour ce qui est de ses centrales thermiques, OPG poursuit sa stratégie de veiller à ce que les unités soient disponibles selon les besoins et d'optimiser l'offre sur le réseau de l'électricité produite par les unités alimentées au charbon afin de réduire les dommages causés à l'équipement par les mises en marche et les arrêts fréquents. De plus, OPG a prolongé la durée des interruptions et en a réduit la portée, quand cela était justifié, afin de réduire les dépenses de maintenance connexes comme les heures supplémentaires, car la demande demeure faible pour la production thermique. Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales thermiques en 2009 reflétait cette stratégie.

Disponibilité hydroélectrique

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

Coût énergétique de l'unité de production nucléaire

Le coût énergétique de l'unité de production nucléaire est utilisé pour mesurer la rentabilité, sur le plan des coûts de production liés à l'exploitation, des actifs de production nucléaire d'OPG. Le coût énergétique de l'unité de production nucléaire correspond au coût total du combustible nucléaire, aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, y compris les coûts non sectoriels répartis, et aux coûts variables liés à l'évacuation du combustible irradié et au stockage et à l'évacuation des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité, divisés par le total de l'énergie nucléaire produite.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh sont utilisées pour mesurer la rentabilité des centrales hydroélectriques. Cette mesure correspond au total des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique, exclusion faite des frais liés au règlement de griefs historiques avec les Premières nations, mais y compris les coûts non sectoriels répartis, divisés par l'énergie hydroélectrique produite.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production thermique par MWh

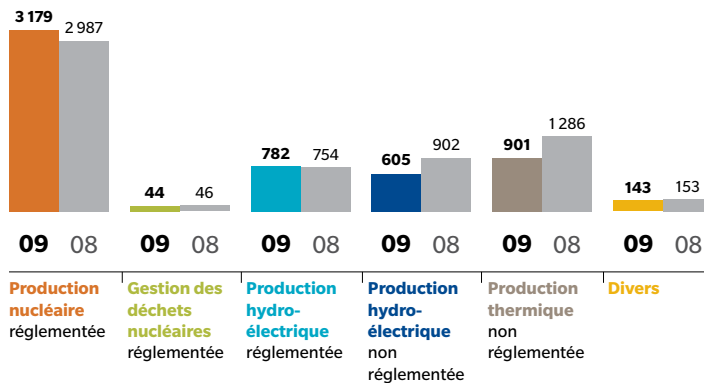
Puisque les centrales thermiques sont principalement utilisées au cours des périodes de demande intermédiaire et de pointe, la rentabilité de ces centrales est mesurée en fonction du total des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration annualisées pour la période, y compris les coûts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

Autres indicateurs clés

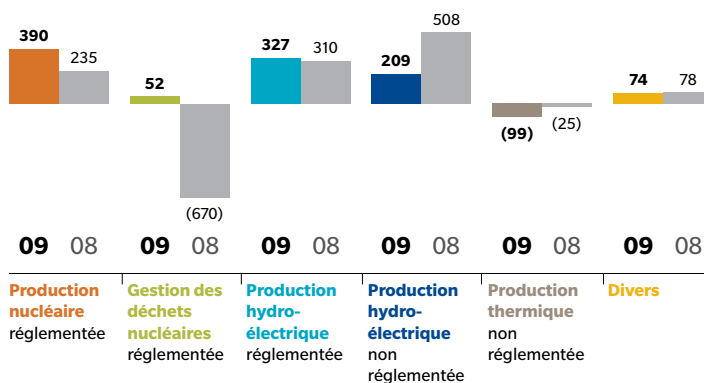
En plus des indicateurs de performance et de rentabilité, OPG a relevé certains indicateurs environnementaux. Ces indicateurs sont analysés à la rubrique *Gestion des risques*.

Produits, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus par secteur

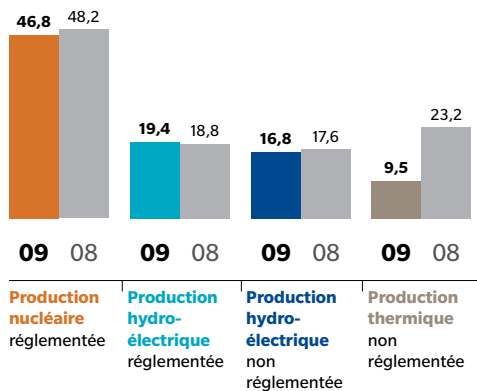
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

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

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

**Production d'électricité par secteur**

Exercices terminés les 31 décembre (en TWh)



ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

Cette section présente un sommaire des résultats clés d'OPG par secteur pour les exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008. Le tableau qui suit

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

(en millions de dollars)	2009	2008
Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus		
Production nucléaire réglementée	3 179	2 987
Gestion des déchets nucléaires réglementée	44	46
Production hydroélectrique réglementée	782	754
Production hydroélectrique non réglementée	605	902
Production thermique non réglementée	901	1 286
Divers	143	153
Élimination	(41)	(46)
	5 613	6 082
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices		
Production nucléaire réglementée	390	235
Gestion des déchets nucléaires réglementée	52	(670)
Production hydroélectrique réglementée	327	310
Production hydroélectrique non réglementée	209	508
Production thermique non réglementée	(99)	(25)
Divers	74	78
	953	436
Production d'électricité (TWh)		
Production nucléaire réglementée	46,8	48,2
Production hydroélectrique réglementée	19,4	18,8
Production hydroélectrique non réglementée	16,8	17,6
Production thermique non réglementée	9,5	23,2
Total de la production d'électricité	92,5	107,8
Facteur de capacité des unités nucléaires (pourcentage)		
Darlington	85,9	94,5
Pickering A	64,2	71,8
Pickering B	84,0	71,4
Taux d'indisponibilité fortuite équivalente (pourcentage)		
Production hydroélectrique réglementée	1,0	1,5
Production hydroélectrique non réglementée	1,6	0,9
Production thermique non réglementée	8,5	12,8
Disponibilité (pourcentage)		
Production hydroélectrique réglementée	93,6	93,8
Production hydroélectrique non réglementée	92,4	94,6
Coût énergétique de l'unité de production nucléaire (\$/MWh)	44,09	44,31
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique réglementée par MWh (\$/MWh)	5,46	6,01
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique non réglementée par MWh (\$/MWh)	11,67	10,97
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production thermique non réglementée par MW (en milliers de dollars/MW)	60,20	65,20

Production nucléaire réglementée

<i>(en millions de dollars)</i>	2009	2008
Ventes de la production réglementée	2 557	2 570
Comptes d'écarts	480	22
Divers	142	395
Total des revenus	3 179	2 987
Charges liées au combustible	210	167
Marge brute	2 969	2 820
Exploitation, maintenance et administration	2 057	2 098
Amortissement	481	462
Impôt foncier et impôt sur le capital	41	25
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	390	235

Revenus

Les revenus tirés de la production nucléaire réglementée ont atteint 3 179 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, comparativement à 2 987 millions de dollars en 2008. Cette hausse de 192 millions de dollars est attribuable surtout à la constatation de l'actif réglementaire de 245 millions de dollars lié au compte d'écarts de pertes fiscales et au prix réglementé plus élevé découlant de la décision de la CEO rendue en décembre 2008. La hausse des revenus a été compensée en partie par un volume de production moins élevé et une baisse des revenus tirés des services techniques nucléaires fournis à des tiers.

En 2009, OPG a comptabilisé une réduction des revenus tirés du contrat conclu avec Bruce de 118 millions de dollars liée à la variation de la juste valeur d'un dérivé incorporé dans le contrat avec Bruce et à l'ajustement des revenus de location pour 2009 de 69 millions de dollars en raison des bas prix de l'électricité en Ontario. La baisse des revenus de location a été contrebalancée par l'augmentation d'un actif réglementaire lié au compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce.

Prix de l'électricité

Le secteur Production nucléaire réglementée a touché un prix fixe de 5,50 ¢/kWh pour l'électricité produite en 2009 en raison de l'établissement par la CEO, au quatrième trimestre de 2008, d'un nouveau tarif réglementé, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008. Le prix moyen reçu pour la production des centrales nucléaires d'OPG en 2008 a été de 5,33 ¢/kWh,

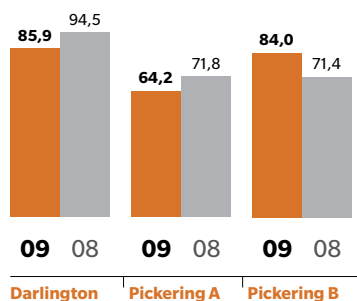
compte tenu du tarif réglementé de 4,95 ¢/kWh pour la période du 1^{er} janvier 2008 au 31 mars 2008 et du nouveau tarif réglementé de 5,50 ¢/kWh pour les neuf mois terminés le 31 décembre 2008. Le nouveau tarif réglementé de 5,50 ¢/kWh comprend un avenant de recouvrement des comptes de report et d'écarts de 0,20 ¢/kWh, qui s'applique rétrospectivement à l'électricité produite à compter du 1^{er} avril 2008.

Volume

La production d'électricité des centrales nucléaires d'OPG s'est établie à 46,8 TWh pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, contre 48,2 TWh en 2008. La baisse est surtout imputable à l'interruption planifiée pour les contrôles en bâtiment sous vide à la centrale nucléaire de Darlington et à une augmentation des jours d'interruption planifiée aux centrales nucléaires Pickering A et B, compensées en partie par une diminution des jours d'interruption fortuite aux centrales nucléaires Pickering A et B.

Facteur de capacité des unités de production nucléaire

Exercices terminés les 31 décembre (%)



Le facteur de capacité des unités de la centrale nucléaire Darlington pour 2009 s'est établi à 85,9 % par rapport à 94,5 % pour 2008. Le recul du facteur de capacité est imputable surtout à l'interruption planifiée pour les contrôles en bâtiment sous vide en 2009.

Le facteur de capacité des unités de la centrale nucléaire Pickering A pour 2009 s'est établi à 64,2 % contre 71,8 % en 2008. La baisse reflète une forte augmentation des jours d'interruption planifiée en 2009 par rapport à 2008, compensée en partie par une baisse des jours d'interruption fortuite.

Le facteur de capacité des unités de la centrale nucléaire Pickering B s'est établi à 84,0 % en 2009 comparativement à 71,4 % en 2008. La hausse du facteur de capacité est liée principalement à une diminution des jours d'interruption fortuite, compensée en partie par une augmentation des jours d'interruption planifiée en 2009 par rapport à 2008. En 2008, le facteur de capacité des unités de production a reflété la fermeture d'une unité entre avril et novembre 2008 afin de remplacer un tube de calandre, et la prolongation d'une interruption planifiée.

Charges liées au combustible

Les charges liées au combustible pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 ont atteint à 210 millions de dollars contre 167 millions de dollars en 2008. La hausse en 2009 par rapport à 2008 est le fait surtout d'une augmentation des prix de l'uranium.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration pour 2009 se sont élevées à

2 057 millions de dollars comparativement à 2 098 millions de dollars en 2008. La baisse des charges s'explique essentiellement par un repli des coûts des régimes de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi et par la réduction des passifs réglementaires liée aux activités de développement de nouvelles centrales nucléaires et de remise en état de la capacité de centrales existantes. La baisse a été annulée en partie par un accroissement des activités de contrôles en bâtiment sous vide de la centrale Darlington et par une hausse des dépenses liées aux interruptions planifiées à l'unité 4 de la centrale nucléaire Pickering A. De plus, l'accroissement des dépenses engagées pour les nouvelles activités de production nucléaire, y compris un remboursement des dépenses engagées par Infrastructure Ontario durant le processus d'approvisionnement, a également contribué à compenser la baisse des dépenses d'exploitation, de maintenance et d'administration.

Coût énergétique de l'unité de production nucléaire

Exercices terminés les 31 décembre (\$/MWh)



Le coût énergétique de l'unité de production nucléaire pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 s'est établi à 44,09 \$/MWh comparativement à 44,31 \$/MWh pour 2008. La baisse est surtout imputable à une diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, annulée en partie par un recul de la production.

Amortissement

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, la dotation aux amortissements s'est établie à 481 millions de dollars, comparativement à 462 millions de dollars en 2008. L'augmentation est principalement attribuable aux acquisitions d'immobilisations et à l'abandon, le 1^{er} avril 2008, des ajouts au compte de report liés à la hausse des passifs nucléaires découlant du plan de référence approuvé de 2006 conformément à l'Ontario Nuclear Funds Agreement (« ONFA »). Le compte de report était en vigueur pour la période du 1^{er} janvier 2007 au 31 mars 2008 conformément au

règlement édicté en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*. Cette hausse de la dotation aux amortissements a été compensée en partie par une baisse de l'amortissement des soldes

réglementaires en 2009 comparativement à 2008 attribuable à une diminution de l'amortissement du compte de report des coûts de remise en service de la centrale Pickering A.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

(en millions de dollars)	2009	2008
Revenus	44	46
Exploitation, maintenance et administration	48	50
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	627	573
(Rendement des) pertes sur les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(683)	93
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	52	(670)

Revenus

Les revenus tirés du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée ont été de 44 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 comparativement à 46 millions de dollars en 2008. La baisse des revenus est attribuable à la diminution de la charge intersectorielle entre le secteur Production nucléaire réglementée et le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée à l'égard des coûts variables.

Désactualisation

La charge de désactualisation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 a atteint 627 millions de dollars en regard de 573 millions de dollars pour l'exercice 2008. L'augmentation est imputable principalement à une augmentation de la valeur actualisée des passifs nucléaires attribuable au passage du temps, et à l'arrêt, en date du 1^{er} avril 2008, des ajouts au compte de report liés à la hausse des passifs nucléaires découlant du plan de référence approuvé de 2006.

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

Le rendement des Fonds nucléaires pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 s'est établi à 683 millions de dollars comparativement à des pertes de 93 millions de dollars en 2008. En 2009, avant l'incidence du compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce, le rendement des Fonds nucléaires s'est établi à 802 millions de dollars

comparativement à des pertes de 426 millions de dollars en 2008, soit une hausse de 1 228 millions de dollars. La hausse du rendement des Fonds nucléaires est attribuable surtout à l'amélioration des niveaux d'évaluation des marchés des capitaux mondiaux, qui a fait augmenter la valeur de marché du Fonds de déclassement. La hausse du rendement a été annulée en partie par une baisse de l'IPC de l'Ontario, qui a eu une incidence sur le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié.

Une partie des Fonds nucléaires est liée aux obligations d'OPG à l'égard du déclassement des centrales nucléaires louées à Bruce Power, et à l'égard de la gestion, par ces centrales, du combustible irradié et des déchets produits par ces centrales. Par suite de la décision de la CEO, OPG a établi le compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce afin de consigner les écarts entre les revenus réels et prévus et les coûts liés aux centrales nucléaires Bruce. En 2009, OPG a constaté une réduction de l'actif réglementaire de 119 millions de dollars, ce qui a entraîné une baisse du rendement dégagé par les Fonds nucléaires.

Production hydroélectrique réglementée

(en millions de dollars)	2009	2008
Ventes de la production réglementée	718	733
Comptes d'écarts	11	(32)
Divers	53	53
Revenus	782	754
Charges liées au combustible	264	254
Marge brute	518	500
Exploitation, maintenance et administration	106	108
Amortissement	75	70
Impôt foncier et impôt sur le capital	10	12
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	327	310

Revenus

Les revenus tirés du secteur Production hydroélectrique réglementée ont atteint 782 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, comparativement à 754 millions de dollars en 2008. L'augmentation des revenus s'explique par la constatation d'un actif réglementaire de 47 millions de dollars lié au compte d'écarts des pertes fiscales autorisé par la CEO et par une hausse du volume de production, compensées en partie par un recul des prix de vente de l'électricité.

Prix de l'électricité

Le prix de vente moyen de l'électricité pour 2009 et 2008 a été respectivement de 3,7 ¢/kWh et 3,9 ¢/kWh. La baisse du prix de vente moyen de l'électricité est imputable surtout à l'incidence du recul des prix du marché de l'électricité sur les revenus tirés du mécanisme incitatif dans le secteur Production hydroélectrique réglementée. L'incidence du recul a été annulée en partie par la hausse des prix réglementés résultant de la décision de la CEO de 2008.

Avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008, le secteur Production hydroélectrique réglementée a reçu un tarif fixe de 3,67 ¢/kWh. Au cours du premier trimestre de 2008, OPG a reçu un tarif fixe de 3,3 ¢/kWh. Au quatrième trimestre de 2008, OPG a constaté, de manière rétrospective, des revenus de 44 millions de dollars, pour la période du 1^{er} avril 2008 au 30 novembre 2008, sur la base de l'écart entre les revenus gagnés selon ce nouveau tarif réglementé et les montants reçus selon l'ancien tarif.

Le mécanisme incitatif révisé a donné lieu à des revenus nets de 21 millions de dollars pour

2009. Les ventes de la production réglementée comprenaient des revenus de 189 millions de dollars qu'OPG a reçus au prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario pour la production excédant 1 900 MWh pour toute heure au cours de la période de onze mois terminée le 30 novembre 2008. OPG a également touché des revenus supplémentaires de 3 millions de dollars en décembre 2008 sur la base d'un mécanisme incitatif révisé pour la production hydroélectrique, comme il est décrit à la section *Réglementation des tarifs*.

Volume

Le volume de production d'électricité pour l'exercice terminé les 31 décembre 2009 et 2008 a été respectivement de 19,4 TWh et 18,8 TWh. La hausse du volume s'explique surtout par une augmentation des niveaux d'eau, compensée en partie par des déversements d'eau contrôlés attribuables à une production excédentaire inhabituelle.

Pour les exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008, le taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales du secteur Production hydroélectrique réglementée s'est établi respectivement à 1,0 % et 1,5 %. Le taux d'indisponibilité fortuite a diminué en 2009 en raison de la solide performance de l'équipement aux centrales hydroélectriques réglementées. La disponibilité des centrales du secteur Production hydroélectrique réglementée a atteint 93,6 % en 2009 contre 93,8 % en 2008. La disponibilité élevée et le faible taux d'indisponibilité fortuite équivalente reflètent la solide performance continue de ces centrales hydroélectriques.

Taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales hydroélectriques réglementées

Exercices terminés les 31 décembre (%)



Disponibilité des centrales hydroélectriques réglementées

Exercices terminés les 31 décembre (%)



Charges liées au combustible

OPG acquitte auprès de la Province et de la SFIEO des frais fondés sur les revenus bruts tirés de la production annuelle d'électricité de ses actifs de production hydroélectrique. Ces frais comprennent un pourcentage fixe appliqué à la production hydroélectrique annuelle des centrales situées sur des terres de la Couronne et un pourcentage progressif applicable à toutes les centrales hydroélectriques. Ils sont inclus dans les charges liées au combustible.

Les charges liées au combustible pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 se sont établies à 264 millions de dollars en regard de 254 millions de dollars en 2008. L'augmentation des charges liées au combustible découle surtout d'une hausse des volumes de production d'électricité.

Comptes d'écarts

En 2009, en plus de constater un actif réglementaire lié au compte d'écarts de pertes fiscales établi en 2009, OPG a comptabilisé une baisse des revenus de 38 millions de dollars attribuable à des comptes d'écarts réglementaires qui reflètent l'incidence des écarts entre les conditions hydrologiques prévues

et réelles sur la production hydroélectrique, et des écarts entre les revenus prévus et réels tirés des services connexes. Pour la période jusqu'au 31 mars 2008, OPG calculait les écarts par rapport aux prévisions fournies à la Province aux fins de l'établissement du tarif réglementé précédent de 3,3 ¢/kWh. Pour la période de neuf mois à compter du 1^{er} avril 2008, OPG a calculé les écarts par rapport aux prévisions approuvées par la CEO dans le cadre de l'établissement des nouveaux tarifs hydroélectriques réglementés, étant donné que la CEO a autorisé le maintien de ces comptes avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont établies à 106 millions de dollars, contre 108 millions de dollars en 2008. Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh des centrales hydroélectriques réglementées ont été de 5,46 \$/MWh en 2009 comparativement à 6,01 \$/MWh en 2008. Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh excluent les frais liés au règlement de griefs historiques avec les Premières nations. La diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh en 2009 par rapport à 2008 est attribuable surtout aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration moins élevées et à un volume accru.

Production hydroélectrique réglementée Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh

Exercices terminés les 31 décembre (\$/MWh)



Production hydroélectrique non réglementée

(en millions de dollars)	2009	2008
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des instruments de couverture	561	921
Rabais associé à la limite de revenus	(10)	(72)
Divers	54	53
Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus	605	902
Charges liées au combustible	104	111
Marge brute	501	791
Exploitation, maintenance et administration	210	198
Amortissement	73	76
Impôt foncier et impôt sur le capital	9	9
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	209	508

Revenus

Les revenus tirés du secteur Production hydroélectrique non réglementée se sont établis à 605 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 comparativement à 902 millions de dollars pour 2008. La baisse des revenus de 297 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 par rapport à 2008 s'explique principalement par la baisse des tarifs d'électricité et un volume de production moins élevé.

Prix de l'électricité

Compte tenu du rabais associé à la limite de revenus, le prix de vente moyen qu'OPG a reçu pour sa production hydroélectrique non réglementée pour les exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008 s'est établi respectivement à 3,2¢/kWh et 4,8¢/kWh. La baisse est attribuable surtout à l'incidence de la diminution des prix du marché au comptant de l'électricité en Ontario.

Volume

Le volume de production d'électricité pour les exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008 a été respectivement de 16,8 TWh et 17,6 TWh. La baisse du volume en 2009 en regard de 2008 est principalement imputable à une baisse des niveaux d'eau et à l'incidence des déversements d'eau contrôlés attribuables à une production de base excédentaire inhabituelle.

Taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales hydroélectriques non réglementées

Exercices terminés les 31 décembre (%)



Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales hydroélectriques non réglementées a atteint 1,6 % pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 comparativement à 0,9 % en 2008. Le taux de disponibilité des centrales hydroélectriques non réglementées a été de 92,4 % pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 comparativement à 94,6 % en 2008. La hausse du taux d'indisponibilité fortuite équivalente et le repli du taux de disponibilité reflètent principalement les interruptions forcées aux centrales Abitibi Canyon et Mountain Chute. Le faible taux d'indisponibilité fortuite équivalente et la disponibilité élevée reflètent la solide performance continue des centrales hydroélectriques non réglementées.

Disponibilité des centrales hydroélectriques non réglementées

Exercices terminés les 31 décembre (%)



Charges liées au combustible

Les charges liées au combustible pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 se sont établies à 104 millions de dollars en regard de 111 millions de dollars en 2008. Le recul des charges liées au combustible découle surtout de l'incidence de la baisse du volume de production.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration

En 2009, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont élevées à 210 millions de dollars comparativement à 198 millions de dollars en 2008. La hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration est imputable essentiellement aux charges liées au règlement de griefs historiques avec les Premières nations

et à l'augmentation des coûts des activités de maintenance, compensées en partie par la baisse des coûts liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh des centrales hydroélectriques non réglementées pour les exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008 ont été respectivement de 11,67 \$/MWh et 10,97 \$/MWh. La hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration est principalement attribuable à la baisse de la production. Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh excluent les frais liés au règlement de griefs historiques avec les Premières nations.

Production hydroélectrique non réglementée Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh

Exercices terminés les 31 décembre (\$/MWh)



Production thermique non réglementée

(en millions de dollars)

	2009	2008
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des instruments de couverture	393	1 366
Rabais associé à la limite de revenus	(17)	(205)
Divers	525	125
Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus	901	1 286
Charges liées au combustible	413	659
Marge brute	488	627
Exploitation, maintenance et administration	492	552
Amortissement	79	94
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	7	8
Impôt foncier et impôt sur le capital	18	21
Perte avant autres gains et pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	(108)	(48)
Autres (gains) pertes	(9)	(23)
Perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices	(99)	(25)

Revenus

Les revenus du secteur Production thermique non réglementée se sont établis à 901 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 comparativement à 1 286 millions de dollars en 2008, un recul de 385 millions de dollars. Le repli des revenus en 2009 fait suite à une importante réduction de la production d'électricité et à une baisse des prix de vente moyens, compensées en partie par des revenus de 412 millions de dollars liés à l'entente de soutien d'urgence conclue avec la SFIEO.

Prix de l'électricité

Déduction faite du rabais associé à la limite de revenus pour sa production thermique non réglementée, OPG a reçu un prix de vente moyen de 3,9 ¢/kWh pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, contre 5,0 ¢/kWh pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008. La baisse du prix de vente est attribuable surtout à l'incidence de la diminution des prix du marché au comptant de l'électricité en Ontario.

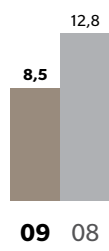
Volume

Le volume de production d'électricité pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 a été de 9,5 TWh contre 23,2 TWh en 2008. La baisse de la production en 2009 par rapport à 2008 découle principalement de l'incidence du recul de la demande primaire en Ontario et d'une hausse de la production d'électricité provenant d'autres producteurs d'Ontario.

Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales de production thermique non réglementée pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 a été de 8,5 % comparativement à 12,8 % en 2008. L'amélioration du taux d'indisponibilité fortuite équivalente de 2009 par rapport à 2008 reflète la fiabilité accrue des centrales thermiques du fait des changements apportés à la stratégie d'exploitation dont l'une des composantes est d'optimiser l'offre d'électricité produite par les unités alimentées au charbon.

Taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques non réglementées

Exercices terminés les 31 décembre (%)



Charges liées au combustible

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009, les charges liées au combustible ont atteint 413 millions de dollars contre 659 millions de dollars en 2008. La baisse de 246 millions de dollars est attribuable principalement à une diminution de la production d'électricité, compensée en partie par une hausse des prix du charbon et des coûts liés aux ajustements apportés aux contrats d'achat de charbon.

La baisse de la demande envers l'électricité provenant des centrales alimentées au charbon en 2009 a donné lieu à une offre de charbon excédentaire. Cette offre excédentaire a amené OPG à négocier des réductions dans les contrats d'achat de charbon, y compris des annulations et des reports de livraisons. Les coûts associés aux annulations et reports, soit 63 millions de dollars, ont été comptabilisés au moment où ils ont été engagés. Les coûts engagés pour ajustements apportés aux contrats d'achat de charbon se rapportent principalement aux centrales alimentées au charbon Lambton et Nanticoke et ils ont été recouvrés au moyen de l'entente de soutien d'urgence conclue avec la SFIEO.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont établies à 492 millions de dollars contre 552 millions de dollars en 2008. La baisse de 60 millions de dollars des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration découle principalement d'une baisse de la production, d'une réduction de la portée des travaux menés pendant les interruptions et d'une réduction des coûts liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration annualisées par MW (\$/MW) des centrales thermiques non réglementées se sont établies à 60 200 \$/MW pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 contre 65 200 \$/MW en 2008. La baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MW en 2009 par rapport à 2008 est attribuable à un recul des charges

d'exploitation, de maintenance et d'administration, compensé en partie par une réduction de la capacité nominale maximale de certaines des unités évaluées au quatrième trimestre de 2008.

**Production thermique non réglementée
Charges d'exploitation, de maintenance et
d'administration par MW**

Exercices terminés les 31 décembre
(en milliers de dollars/MW)



Autres gains et pertes

En 2009, OPG a comptabilisé un recouvrement de 9 millions de dollars afin de refléter une baisse des coûts estimatifs requis pour les travaux de déclassement et de remise en état de la centrale Lakeview. Les autres gains de 23 millions de dollars comptabilisés en 2008 comprennent principalement un recouvrement de 21 millions de dollars pour refléter une variation des coûts estimatifs de déclassement d'autres centrales thermiques, y compris les coûts prévus des travaux environnementaux et de remise en état des lieux.

Divers

(en millions de dollars)

	2009	2008
Revenus	143	153
Exploitation, maintenance et administration	10	7
Amortissement	52	41
Impôt foncier et impôt sur le capital	8	13
Bénéfice avant autres gains et pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	73	92
Autres (gains) pertes	(1)	14
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	74	78

Les revenus du secteur Divers se sont établis à 143 millions de dollars en 2009 par rapport à 153 millions de dollars en 2008. La baisse des revenus du secteur Divers reflète principalement le recul des revenus de négociation, montant net, attribuable surtout à des ajustements à la valeur de marché défavorables, compensé en partie par une hausse des revenus tirés du PEC.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des secteurs de production comprennent des honoraires de services intersectoriels qui se rapportent à l'utilisation de certaines immobilisations corporelles et de certains actifs incorporels du secteur Divers. Le total des honoraires de services est porté en réduction des charges d'exploitation, de maintenance et

d'administration de ce secteur. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, les honoraires de services se sont établis à 27 millions de dollars pour le secteur Production nucléaire réglementée, à 3 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique réglementée, à 4 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique non réglementée et à 9 millions de dollars pour le secteur Production thermique non réglementée, avec une réduction correspondante des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 43 millions de dollars pour le secteur Divers. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, les honoraires de services se sont établis à 29 millions de dollars pour le secteur Production nucléaire réglementée, à 3 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique réglementée,

à 4 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique non réglementée et à 9 millions de dollars pour le secteur Production thermique non réglementée, avec une réduction correspondante des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 45 millions de dollars pour le secteur Divers.

Les achats et les ventes interconnectés (y compris les livraisons du physique sous-jacent) et les gains et les pertes d'évaluation à la valeur marchande latents sur les contrats de négociation d'énergie sont présentés au montant net dans les états des résultats consolidés. Présentés au montant brut, les revenus et les achats d'électricité pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 auraient augmenté de 79 millions de dollars (177 millions de dollars au 31 décembre 2008).

Les variations de la juste valeur des instruments dérivés non admissibles à la comptabilité de couverture sont constatées dans les revenus du secteur Divers. La juste valeur des instruments dérivés est constatée à la juste valeur dans les bilans consolidés à titre d'actifs ou de passifs. La valeur comptable et les notionnels des instruments dérivés sont présentés à la note 13 afférente aux états financiers consolidés annuels vérifiés au 31 décembre 2009 et pour l'exercice terminé à cette date.

Intérêts débiteurs, montant net

Les intérêts débiteurs, montant net, pour 2009 se sont établis à 185 millions de dollars comparativement à 165 millions de dollars pour 2008, en hausse de 20 millions de dollars. L'augmentation est imputable surtout à une hausse des frais liés aux activités bancaires, à une baisse des intérêts créditeurs et à un montant moindre d'intérêts appliqué aux soldes réglementaires.

Impôts sur les bénéfices

Du 1^{er} avril 2005 au 31 décembre 2008, OPG a utilisé la méthode axée sur le bilan pour la comptabilisation des impôts sur les bénéfices de ses activités non réglementées et selon la méthode des impôts exigibles pour la comptabilisation des impôts sur les bénéfices de ses activités à tarifs réglementés. Selon la méthode axée sur le bilan, les actifs et les passifs d'impôts futurs sont établis selon les écarts entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales des actifs et des passifs, et sont évalués au moyen des taux d'imposition pratiquement en vigueur et selon les lois qui seront en vigueur au cours des exercices où les écarts temporaires devraient se

résorber ou se régler. Selon cette méthode, OPG n'a pas constaté d'impôts futurs liés à ses secteurs à tarifs réglementés dans la mesure où ces impôts futurs devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Par conséquent, OPG n'a pas comptabilisé une charge d'impôts futurs de 151 millions de dollars au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008, ce qui aurait été le cas si OPG avait comptabilisé les impôts sur les bénéfices selon la méthode axée sur le bilan pour les secteurs réglementés.

En décembre 2007, l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA ») a révisé ses directives à l'égard de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés. La révision découle des changements de conformité au chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfices », du *Manuel de l'ICCA* ainsi qu'à la note d'orientation concernant la comptabilité 19, *Entités assujetties à la réglementation des tarifs – informations à fournir* (« NOC-19 »), de manière à :

- > modifier le chapitre 3465 afin d'exiger, à compter du 1^{er} janvier 2009, la constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs, de même qu'un actif ou un passif réglementaire distinct au titre du montant d'impôts futurs devant être inclus dans les tarifs futurs et recouvré auprès des clients (ou payé à ceux-ci);
- > modifier la NOC-19, au besoin, par suite des modifications apportées au chapitre 3465.

Par conséquent, le 1^{er} janvier 2009, OPG a constaté un passif d'impôts futurs de 340 millions de dollars, soit le passif d'impôts futurs cumulatif au 1^{er} janvier 2009 lié aux écarts entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales des actifs et des passifs, évalués au moyen des taux d'imposition pratiquement en vigueur et selon les lois qui seront en vigueur au cours des exercices où les écarts devraient se résorber ou se régler, et a comptabilisé un actif réglementaire correspondant. OPG a également comptabilisé un passif d'impôts futurs additionnel et un actif réglementaire correspondant de 126 millions de dollars pour des impôts futurs découlant des actifs réglementaires qui ont été comptabilisés en raison de modifications apportées au chapitre 3465. Depuis le 1^{er} janvier 2009, OPG suit la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts de tous ses secteurs et comptabilise un actif ou un passif réglementaire correspondant pour les impôts futurs qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les prix réglementés futurs imposés à la clientèle.

La charge d'impôts pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 s'est établie à 145 millions de dollars en regard de 183 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008. La baisse de la charge d'impôts s'explique surtout par des bénéfices moins élevés avant le rendement tiré des Fonds nucléaires, et par une diminution de la composante impôts sur les bénéfices du compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce en 2009. En 2008, l'incidence de la hausse du bénéfice et de l'augmentation de la composante impôts sur les bénéfices du compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce a été compensée en partie par une réduction de la charge d'impôts découlant de la résolution de certaines incertitudes fiscales entourant la vérification de l'année d'imposition 1999 d'OPG.

La vérification des années d'imposition d'OPG postérieures à 1999 a commencé en 2009. Si l'issue de la vérification des exercices postérieurs révélait des passifs d'impôts différents de ceux comptabilisés par OPG, le taux d'imposition effectif de la Société et son bénéfice net pourraient être touchés de façon importante, de manière positive ou négative, dans la période au cours de laquelle les questions seront résolues.

Dans sa décision prise en 2008 à l'égard des nouveaux montants de paiement, la CEO a établi un compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes prenant effet rétrospectivement le 1^{er} avril 2008. En matière d'impôts sur les bénéfices,

le compte comprend les écarts dans la charge d'impôts des secteurs à tarifs réglementés de la Société qui découlent de modifications des taux d'imposition ou des règlements selon la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario) dans sa version modifiée par la *Loi de 1998 sur l'électricité*, de même que les écarts qui découlent des nouveaux avis de cotisation. Les écarts causés par les nouveaux avis de cotisation relatifs aux années d'imposition antérieures qui ont une incidence sur les impôts exigibles pour les exercices postérieurs au 1^{er} avril 2008 peuvent également être constatés dans le compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009, OPG a constaté dans le compte l'avantage de 21 millions de dollars se rapportant à des crédits d'impôt à l'investissement sur des frais de recherche scientifique et de développement expérimental admissibles.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Les principales sources de liquidités et de capital d'OPG sont les flux de trésorerie provenant de l'exploitation, le financement bancaire et les facilités de crédit fournies par la SFIEO. Ces sources sont utilisées à de nombreuses fins, notamment l'investissement dans les centrales et les technologies; l'acquittement des obligations de financement, y compris les cotisations à la caisse de retraite, au Fonds pour combustible irradié et au Fonds de déclassement; et le service et le remboursement de la dette à long terme.

Les variations de la trésorerie et des équivalents de trésorerie pour les exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008 s'établissent comme suit :

(en millions de dollars)	2009	2008
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	315	110
Flux de trésorerie d'exploitation	299	870
Flux de trésorerie d'investissement	(753)	(652)
Flux de trésorerie de financement	210	(13)
(Diminution) augmentation nette	(244)	205
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	71	315

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour 2009 se sont établis à 299 millions de dollars en regard de 870 millions de dollars pour 2008. La diminution des flux de trésorerie découle principalement des rentrées moins élevées résultant d'une baisse des ventes de la production non réglementée et d'une hausse des acomptes d'impôts faits en 2009 comparativement à 2008. La diminution des flux de trésorerie a été compensée en partie par une baisse des achats de charbon, par une baisse des paiements relatifs au rabais associé à la limite de revenus, étant donné le retrait de la limite au deuxième trimestre de 2009, et par un recul des cotisations au fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires en 2009 par rapport à 2008.

Activités d'investissement

La production d'électricité est un secteur d'activité hautement capitalistique, qui exige des investissements continus dans les centrales et les technologies pour améliorer l'efficacité de l'exploitation, augmenter la capacité de production des centrales existantes, investir dans de nouvelles centrales et maintenir et améliorer le service, la fiabilité, la sécurité et le rendement sur le plan de l'environnement.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, les activités d'investissement ont consisté principalement en des dépenses en immobilisations corporelles et incorporelles, pour un total de 752 millions de dollars en regard de 661 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008. La hausse des dépenses en immobilisations de 2009 par rapport à 2008 est imputable surtout à un accroissement des dépenses liées au projet du tunnel de Niagara et au projet de construction d'installations hydroélectriques Upper Mattagami et Hound Chute, compensé en partie par une diminution des dépenses attribuable à la mise en service du PEC.

Pour 2010, OPG prévoit des dépenses en immobilisations d'environ 1,3 milliard de dollars, dont des montants pour les projets de développement de la capacité hydroélectrique et nucléaire.

Placement dans du papier commercial adossé à des actifs

En vertu des modalités d'un plan de restructuration annoncé par le Comité pancanadien d'investisseurs dans du PCAA de tiers, le papier commercial à court terme d'OPG a été échangé contre des billets à plus long terme d'environ 58 millions de dollars en

janvier 2009. OPG a reçu cinq catégories de billets, qui sont soutenus par des facilités de financement de marge provenant de fournisseurs d'actifs tiers, des banques canadiennes et des gouvernements. OPG a remplacé le PCAA existant qui avait une valeur comptable nette de 35 millions de dollars (valeur comptable de 58 millions de dollars moins une provision de 23 millions de dollars) par du nouveau PCAA de 35 millions de dollars, représentant la juste valeur du nouveau PCAA. Les billets restructurés devraient comporter une échéance de 8 à 9 ans. L'échéance exacte sera établie en fonction du moment de la reprise de garanties lorsque les swaps sous-jacents viendront à échéance. L'échéance établie pour les billets est 2056.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, la juste valeur du PCAA a augmenté de 1 million de dollars en raison d'une amélioration des conditions de marché, annulée en partie par l'incidence d'une notation de crédit révisée des billets sous-jacents. Au 31 décembre 2009, le PCAA de tiers était évalué à 36 millions de dollars (35 millions de dollars au 31 décembre 2008). OPG continue de surveiller le développement d'un marché secondaire.

Activités de financement

OPG a une facilité de crédit bancaire confirmée renouvelable de 1 milliard de dollars, divisée en deux tranches : une tranche de 500 millions de dollars de 364 jours et une tranche de 500 millions de dollars de cinq ans. Au cours du premier trimestre de 2009, OPG a renouvelé la tranche de 364 jours et en a prolongé l'échéance au 19 mai 2010. Le renouvellement est entré en vigueur au deuxième trimestre de 2009. Comme la tranche de cinq ans n'a pas été prolongée, elle viendra à échéance dans quatre ans, soit le 20 mai 2013. Le total de la facilité de crédit continuera d'être principalement affecté au soutien des billets émis dans le cadre du programme de papier commercial d'OPG. Au 31 décembre 2009, aucun papier commercial n'était en cours (néant au 31 décembre 2008), et OPG n'avait pas d'autres emprunts sur sa facilité de crédit bancaire.

Au deuxième trimestre de 2008, OPG a conclu une facilité de crédit bancaire confirmée renouvelable de cinq ans d'un montant de 100 millions de dollars pour financer le projet Upper Mattagami et Hound Chute. Au 31 décembre 2009, aucun montant n'était tiré sur cette facilité de crédit. De plus, le financement du projet Upper Mattagami et Hound Chute a pris fin en mai 2009. Des billets de premier rang totalisant 200 millions de dollars ont été

émis par UMH Energy Partnership, société en commandite créée par OPG et UMH Energy Inc., filiale en propriété exclusive d'OPG. Les coûts de transaction qui sont directement imputables à l'émission des billets de premier rang sont inclus dans le coût après amortissement des billets. Les billets de premier rang ont un taux d'intérêt réel de 7,86 % et viennent à échéance en 2041. Ces billets sont garantis par les actifs du projet Upper Mattagami et Hound Chute et sont assortis d'un droit de recours contre OPG pendant la période de construction, mais sont sans recours par la suite.

Au 31 décembre 2009, OPG avait des facilités de découvert non confirmées à court terme de 25 millions de dollars (25 millions de dollars au 31 décembre 2008), et des facilités de crédit non confirmées à court terme de 275 millions de dollars (276 millions de dollars au 31 décembre 2008), qui soutiennent l'émission de lettres de crédit. OPG utilise des lettres de crédit aux fins du soutien des régimes de retraite complémentaires et à d'autres fins. Au 31 décembre 2009, les lettres de crédit émises totalisaient 231 millions de dollars (243 millions de dollars au 31 décembre 2008), dont une tranche de 210 millions de dollars au titre des régimes de retraite complémentaires (212 millions de dollars au 31 décembre 2008) et une tranche de 7 millions de dollars (16 millions de dollars au 31 décembre 2008) liée à la construction et à l'exploitation du PEC.

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, les comptes de la Société de gestion des déchets nucléaires (« SGDN ») sont inclus dans les états financiers consolidés d'OPG, OPG étant devenue le principal bénéficiaire de la SGDN. Conformément à la note d'orientation concernant la comptabilité 15, *Consolidation des entités à détenteurs de droits variables*, les montants applicables dans les comptes de la SGDN sont donc inclus dans les états financiers consolidés d'OPG. Au 31 décembre 2009, la SGDN a émis une lettre de crédit de 1 million de dollars pour son régime de retraite complémentaire.

En octobre 2003, la Société a signé un accord visant la cession d'un droit de copropriété indivis dans ses créances actuelles et futures à une fiducie indépendante. Conformément à la convention d'achat de créances, OPG a réduit le solde des créances titrisées de 50 millions de dollars, les faisant passer de 300 millions de dollars à 250 millions de dollars en mai et juin 2009, en raison surtout de la baisse des flux de trésorerie provenant

de la SIERE. Au cours du troisième trimestre de 2009, OPG a renouvelé la convention avec une date d'échéance fixée au 31 août 2010 et un engagement modifié de 250 millions de dollars.

OPG a conclu, avec la SFIEO, une entente de financement du projet du tunnel de Niagara jusqu'à concurrence de 1 milliard de dollars pendant la durée du projet. Le financement est avancé sous la forme de billets échéant après dix ans, selon des modalités commerciales. Les avances consenties en vertu de cette facilité ont commencé en octobre 2006 et s'élevaient à 490 millions de dollars au 31 décembre 2009, ce qui comprenait 150 millions de dollars de nouveaux emprunts en 2009. OPG est en voie d'apporter une modification à la facilité de crédit du projet du tunnel de Niagara afin de tenir compte de l'estimation de coûts révisée de 1,6 milliard de dollars et du calendrier révisé.

Un financement par emprunt a été négocié avec la SFIEO à l'égard de la participation d'OPG dans le PEC et dans le projet Lac Seul; ce financement pourra atteindre respectivement 400 millions de dollars et 50 millions de dollars. Les avances en vertu de ces facilités ont commencé en décembre 2006 et totalisaient 390 millions de dollars pour le PEC et 50 millions de dollars pour le projet Lac Seul au 31 décembre 2009. Cela comprenait 85 millions de dollars et 30 millions de dollars de nouveaux emprunts en vertu respectivement de la facilité du PEC et de la facilité du Lac Seul en 2009.

Au 31 décembre 2009, la dette à long terme d'OPG à payer à la SFIEO s'établissait à 3,7 milliards de dollars. Bien que les nouveaux emprunts ajoutés en 2008 et 2009 aient prolongé le profil des échéances, une somme d'environ 1,7 milliard de dollars de la dette à long terme doit être remboursée ou refinancée au cours des trois prochaines années. Afin de s'assurer d'avoir accès à des sources de financement autres que son programme de papier commercial de 1 milliard de dollars adossé à la facilité de crédit bancaire, OPG a conclu en 2007 une facilité de crédit avec la SFIEO d'un montant de 950 millions de dollars aux fins du refinancement des billets de premier rang venant à échéance entre septembre 2007 et septembre 2009. À ce jour, une somme de 500 millions de dollars a été avancée en vertu de cette facilité. OPG est actuellement en pourparlers avec la SFIEO relativement à une nouvelle facilité visant à soutenir le refinancement d'OPG en 2010.

Engagements contractuels et commerciaux

Les obligations contractuelles et autres engagements commerciaux importants d'OPG au 31 décembre 2009 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2010	2011	2012	2013	2014	Par la suite	Total
Obligations contractuelles :							
Ententes d'achat de combustible	503	281	186	126	62	101	1 259
Cotisations effectuées dans le cadre de l'ONFA	264	250	240	157	94	758	1 763
Remboursement de la dette à long terme	978	384	412	12	13	2 250	4 049
Intérêt sur la dette à long terme	207	159	131	117	117	639	1 370
Obligations d'achat non conditionnelles	22	22	22	23	23	51	163
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation	25	25	26	28	27	-	131
Permis d'exploitation	34	33	36	36	36	-	175
Cotisations aux régimes de retraite ¹	268	-	-	-	-	-	268
Divers	38	32	40	33	32	65	240
	2 339	1 186	1 093	532	404	3 864	9 418
Engagements commerciaux importants :							
Tunnel de Niagara	186	231	123	23	13	-	576
Autres projets hydroélectriques	67	10	-	-	-	-	77
Total	2 592	1 427	1 216	555	417	3 864	10 071

¹ Les cotisations aux régimes de retraite comprennent les besoins de capitalisation additionnels étant donné le déficit et les besoins de capitalisation continus conformément à l'évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG au 1^{er} janvier 2008. Les cotisations subissent l'incidence de divers facteurs, y compris le rendement du marché, les modifications aux hypothèses actuarielles, les résultats techniques des régimes et le calendrier des évaluations actuarielles. Les besoins de capitalisation après 2010 sont exclus en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires aux prévisions de l'échéancier des flux de trésorerie futurs. Les cotisations au régime de retraite agréé de la SGDN ne sont pas comprises étant donné qu'une évaluation actuarielle est requise au 1^{er} janvier 2010.

NOTATION DE CRÉDIT

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

En août 2009, Dominion Bond Rating Service a maintenu à A (bas) la note à long terme d'OPG et a attribué une note de R-1 (bas) à son papier commercial, avec une tendance stable. En octobre 2009, Standard & Poor's a maintenu la note à long terme d'OPG à A- avec une tendance stable. Ces notes reflètent le solide profil financier d'OPG soutenu par un bilan et des mesures du crédit stables et un environnement réglementaire amélioré.

Au 31 décembre 2009, les notes d'OPG s'établissaient comme suit :

	Dominion Bond Rating Service	Standard & Poor's
Notation de crédit à long terme	A (bas)	A-
Notation du papier commercial	R-1 (bas)	A-2 ¹ A-1 (bas) ²

¹ Échelle mondiale

² Échelle du Canada

FAITS SAILLANTS DU BILAN

La rubrique qui suit présente les faits saillants de la situation financière consolidée vérifiée d'OPG tirés des principales données du bilan aux 31 décembre :

Principales données du bilan

(en millions de dollars)

	2009	2008
Actif		
Débiteurs	391	525
Stocks de combustible	837	736
Immobilisations corporelles, montant net	12 836	12 730
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	10 246	9 209
Actifs réglementaires	1 396	522
Impôts futurs	51	68
Passif		
Créditeurs et charges à payer	933	1 015
Dette à long terme (incluant la tranche échéant à moins d'un an)	4 046	3 840
Enlèvement des immobilisations et gestion des déchets nucléaires	11 859	11 384
Créditeurs et charges à payer à long terme	522	445
Impôts futurs	633	-
Passifs réglementaires	172	54

Débiteurs

Au 31 décembre 2009, les débiteurs s'établissaient à 391 millions de dollars comparativement à 525 millions de dollars au 31 décembre 2008. La baisse de 134 millions de dollars est principalement attribuable à la comptabilisation en 2008 de la hausse rétrospective des tarifs réglementés pour la production d'électricité des installations réglementées découlant de la décision de la CEO avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008.

Stocks de combustible

Les stocks de combustible au 31 décembre 2009 atteignaient 837 millions de dollars comparativement à 736 millions de dollars en 2008, en hausse de

101 millions de dollars. La hausse des stocks de combustible est attribuable surtout à l'accumulation des stocks de charbon aux centrales alimentées au charbon d'OPG en raison d'une baisse de la production des centrales alimentées au charbon en 2009.

Immobilisations corporelles, montant net

Au 31 décembre 2009, le montant net des immobilisations corporelles s'élevait à 12 836 millions de dollars contre 12 730 millions de dollars au 31 décembre 2008. Cette progression découle essentiellement des acquisitions d'immobilisations, contrebalancées en majeure partie par l'amortissement pour l'exercice.

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

Le Fonds de déclasserement a été établi pour financer les coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité à long terme ainsi qu'une tranche des frais de stockage du combustible irradié après la durée de vie de la centrale. À l'expiration de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds de déclasserement qui correspond à l'écart positif entre la juste valeur de marché des actifs du Fonds de déclasserement et les coûts d'achèvement estimatifs, d'après le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. Lorsque le Fonds de déclasserement est surcapitalisé, OPG limite le bénéfice qu'elle constate dans ses états financiers consolidés en imputant une charge au Fonds de déclasserement et en inscrivant un montant correspondant à payer à la Province, de sorte que le solde du Fonds de déclasserement soit égal au coût estimatif du passif selon le plus récent plan de référence approuvé. Le montant à payer à la Province pourrait être réduit au cours de périodes ultérieures si le rendement du Fonds de déclasserement est en deçà de la cible de rendement, ou si un nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA était approuvé avec un passif estimatif de déclasserement plus élevé. Si le Fonds de déclasserement est sous-capitalisé, son rendement reflète le rendement réel du Fonds selon la valeur de marché des actifs.

La valeur des actifs du Fonds de déclasserement, selon la comptabilisation à la juste valeur, était de 4 876 millions de dollars au 31 décembre 2009, comparativement à 4 325 millions de dollars au 31 décembre 2008. L'augmentation de valeur de l'actif de 551 millions de dollars s'explique surtout par l'amélioration des évaluations sur les marchés des capitaux mondiaux au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

Fonds pour combustible irradié

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG un rendement annuel de 3,25 % du Fonds pour combustible irradié plus la variation de l'indice des prix à la consommation de l'Ontario relativement à la capitalisation liée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié (« rendement garanti »). OPG comptabilise le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et l'inclut dans ses résultats à titre de rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion

des déchets nucléaires. La différence entre le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et le rendement réel du marché, selon la juste valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié, qui comprend les rendements réalisés et latents, est comptabilisée en tant que montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci. Le montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci représente le montant qu'OPG paierait à la Province ou recevrait de la Province si le rendement garanti devait être réglé à la date du bilan. Dans le cadre de ses cotisations régulières au Fonds pour combustible irradié, OPG a été tenue d'affecter 31 millions de dollars de sa cotisation du 31 décembre 2009 à son passif lié aux grappes de combustible futures dépassant le seuil de 2,23 millions. Comme le prescrit l'ONFA, le rendement lié aux cotisations d'OPG pour les grappes de combustibles additionnelles dépassant 2,23 millions ne croît pas au taux de rendement garanti de la Province, mais suit plutôt le rendement du Fonds pour combustible irradié en fonction des variations de la valeur de marché des actifs.

La valeur des actifs au 31 décembre 2009 s'établissait à 5 370 millions de dollars, ce qui comprenait un montant à payer à la Province de 33 millions de dollars relativement à l'ajustement du rendement garanti. Au 31 décembre 2008, la valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié s'établissait à 4 884 millions de dollars, y compris une créance de la Province de 460 millions de dollars liée à l'ajustement du rendement garanti. La hausse de la valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié découle principalement des nouvelles cotisations au fonds et du rendement garanti.

Comme l'exigent les modalités de l'ONFA, la Province fournit une garantie provinciale à la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN »), pour le compte d'OPG. En vertu de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (Canada), OPG doit s'assurer qu'il y aura suffisamment de fonds disponibles pour régler les passifs actuels liés au déclasserement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. La garantie provinciale comble tout manque à gagner entre les passifs à long terme et la valeur de marché actualisée du Fonds pour combustible irradié et du Fonds de déclasserement. En décembre 2009, la CCSN a approuvé la hausse de la garantie provinciale à 1 545 millions de dollars avec prise d'effet en 2010. La valeur de cette garantie sera en vigueur jusqu'à la fin de 2012, lorsque le prochain plan de référence

pour la CCSN devra être soumis. La hausse résulte principalement des pertes de valeur de marché qu'ont connues les Fonds nucléaires dans la seconde moitié de 2008.

Actifs et passifs réglementaires

Au 31 décembre 2009, les actifs réglementaires s'établissaient à 1 396 millions de dollars contre 522 millions de dollars au 31 décembre 2008. L'augmentation des actifs réglementaires tient principalement à la constatation d'un actif réglementaire de 592 millions de dollars par suite de l'adoption de la méthode axée sur le bilan pour la comptabilisation des impôts sur les bénéfices des activités à tarifs réglementés, comme il est expliqué à la section *Impôts sur les bénéfices*, et à la comptabilisation d'un actif réglementaire de 295 millions de dollars pour le compte d'écarts des pertes fiscales établi par la CEO en mai 2009 et avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008. L'augmentation des actifs réglementaires a été contrebalancée en partie par la dotation aux amortissements de 91 millions de dollars, résultant du recouvrement des actifs réglementaires à même les tarifs réglementaires actuels.

Au 31 décembre 2009, les passifs réglementaires s'établissaient à 172 millions de dollars comparativement à 54 millions de dollars au 31 décembre 2008. L'augmentation reflète principalement la comptabilisation des passifs dans les comptes d'écarts liés au développement de nouvelle capacité nucléaire, l'incidence des conditions hydrologiques sur la production hydroélectrique, l'écart entre les coûts prévus et réels du combustible nucléaire par unité de production, et l'écart entre les revenus prévus et réels tirés des services auxiliaires, tous ces facteurs ayant été autorisés par la CEO dans sa décision de 2008 sur les tarifs réglementés d'OPG.

La CEO examinera le solde des comptes d'écarts dans le cadre de la prochaine audience relative à OPG. Les soldes réglementaires les plus importants d'OPG en 2009 s'établissent comme suit :

Impôts futurs

Depuis le 1^{er} janvier 2009, OPG est tenue de constater les impôts futurs associés à ses activités à tarifs réglementés, y compris les impôts futurs sur les écarts temporaires liés aux actifs et passifs réglementaires constatés à des fins comptables. De plus, OPG est tenue de constater un actif ou un passif réglementaire distinct au titre du montant

d'impôts futurs devant être inclus dans les tarifs futurs et recouvré auprès des clients ou payé à ceux-ci. OPG a constaté 592 millions de dollars dans le compte pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

Compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce

Le compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce englobe les écarts entre les revenus et les coûts prévus relatifs aux centrales nucléaires de Bruce qui sont inclus dans le calcul des tarifs réglementés approuvés pour la production nucléaire et les montants réels. Au 31 décembre 2009, le solde du compte d'écarts s'établissait à 328 millions de dollars. L'actif réglementaire comprend un écart de revenus de 256 millions de dollars lié au contrat conclu avec Bruce, y compris l'incidence du dérivé incorporé dans le contrat conclu avec Bruce, et un écart de 214 millions de dollars par rapport aux prévisions en raison de pertes sur les Fonds nucléaires liées aux centrales Bruce depuis le 1^{er} avril 2008, en partie compensés par un écart correspondant de la charge d'impôts de 131 millions de dollars. Le compte inclut également des écarts au titre de la charge de désactualisation relative aux passifs nucléaires associés aux centrales Bruce.

Compte d'écarts de pertes fiscales

Le compte d'écarts de pertes fiscales autorisé par la CEO en mai 2009 et qui a pris effet le 1^{er} avril 2008 est lié au traitement des pertes fiscales et à leur utilisation aux fins d'atténuation. Conformément à la décision de la CEO sur la motion d'OPG visant à revoir et à modifier la décision de la CEO relative aux montants des paiements, ce compte comptabilise l'écart entre le montant de l'atténuation inclus dans les montants des paiements approuvés et la réduction des besoins de revenus provenant des pertes fiscales reportées en avant recalculées pour tenir compte de la décision de 2009 de la CEO. Le compte d'écarts a donné lieu à une augmentation des actifs réglementaires et à une hausse correspondante des revenus. Le solde du compte était de 295 millions de dollars au 31 décembre 2009.

Créditeurs et charges à payer

Au 31 décembre 2009, les créditeurs et charges à payer s'élevaient à 933 millions de dollars comparativement à 1 015 millions de dollars au 31 décembre 2008. Le recul de 82 millions de dollars reflète surtout une baisse des impôts exigibles.

Dettes à long terme (incluant la tranche échéant à moins d'un an)

La dette à long terme au 31 décembre 2009 s'établissait à 4 046 millions de dollars comparativement à 3 840 millions de dollars au 31 décembre 2008. L'augmentation résulte de l'émission, par UMH Energy Partnership, de billets de premier rang totalisant 200 millions de dollars, de l'émission de titres d'emprunt à long terme de 150 millions de dollars en vertu de la facilité du tunnel de Niagara, de l'émission de titres d'emprunt à long terme de 100 millions de dollars en vertu de la convention de crédit de 950 millions de dollars aux fins du refinancement des billets venant à échéance et l'émission de 85 millions de dollars et 30 millions de dollars en vertu respectivement des facilités du PEC et du Lac Seul. La hausse a été compensée en partie par un remboursement de la dette à long terme de 359 millions de dollars au cours de 2009.

Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires

Le passif lié à l'enlèvement d'immobilisations pour les centrales nucléaires et thermiques et à la gestion des déchets nucléaires atteignait 11 859 millions de dollars au 31 décembre 2009 contre 11 384 millions de dollars au 31 décembre 2008. L'augmentation résulte surtout de la charge de désactualisation de 631 millions de dollars due au passage du temps, compensée en partie par des dépenses de 192 millions de dollars liées aux activités de gestion des déchets nucléaires.

Créditeurs et charges à payer à long terme

Au 31 décembre 2009, les créditeurs et charges à payer à long terme s'élevaient à 522 millions de dollars comparativement à 445 millions de dollars au 31 décembre 2008. La variation est principalement attribuable à une augmentation de la juste valeur de 118 millions de dollars d'un dérivé incorporé dans le contrat conclu avec Bruce.

Ententes hors bilan

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

Titrisation

En octobre 2003, OPG a conclu un accord de titrisation à rechargement avec une fiducie indépendante. La fiducie indépendante n'est pas contrôlée par OPG, et OPG n'en est pas le principal bénéficiaire. Par conséquent, les résultats de la fiducie ne sont pas consolidés. La titrisation donne à OPG une autre source de financement rentable. Pour les exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008, le coût moyen tout compris des fonds a été respectivement de 2,1 % et 3,9 %, et les charges avant impôts sur les ventes à la fiducie se sont élevées respectivement à 4 millions de dollars et 12 millions de dollars. L'entente de titrisation actuelle dure jusqu'au 31 août 2010, avec un engagement de 250 millions de dollars. Voir la note 5 afférente aux états financiers consolidés annuels vérifiés de 2009 d'OPG pour des renseignements additionnels.

Garanties

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

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 annuels vérifiés de 2009. Certaines de ces conventions sont qualifiées de critiques du fait des jugements et des estimations subjectifs et complexes qui sont requis pour certains éléments comportant de l'incertitude qui, dépendant des circonstances et des hypothèses retenues, peuvent être comptabilisés à des montants qui peuvent être considérablement différents. Les conventions et les estimations comptables critiques qui ont une incidence sur les états financiers consolidés d'OPG, la probabilité que des montants considérablement différents soient présentés compte tenu de circonstances et d'estimations différentes, et l'incidence des modifications de certaines circonstances ou hypothèses sont décrites ci-après.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

Un règlement édicté en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* fait en sorte que, depuis le 1^{er} avril 2005, OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par ses centrales hydroélectriques de base et par la totalité de ses centrales nucléaires. Le règlement a établi les tarifs réglementés jusqu'au 1^{er} avril 2008. La décision de la CEO rendue au quatrième trimestre de 2008 a établi les nouveaux tarifs avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008 selon une méthode fondée sur les coûts prévus de prestation du service. Cette méthode établit les montants des paiements réglementés en fonction des besoins de revenus en tenant compte des prévisions en matière de volumes de production et du total des charges d'exploitation, et d'un rendement de la base tarifaire. La base tarifaire est un concept réglementaire qui représente le niveau net moyen des investissements dans des immobilisations réglementées et une provision pour le fonds de roulement. Les tarifs réglementés antérieurs au 1^{er} avril 2008 avaient été établis par la Province.

La décision de la CEO rendue au quatrième trimestre de 2008, ainsi que celle rendue en mai 2009 sur la motion d'OPG visant à revoir et à modifier une partie de la décision de 2008, ont autorisé l'établissement de certains comptes d'écarts et de report avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008. Dans sa décision, la CEO a également tranché relativement au traitement des soldes au

31 décembre 2007, comptabilisés antérieurement par OPG dans les comptes d'écarts et de report prescrits par un règlement en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*.

Les soldes des comptes d'écarts et de report sont comptabilisés à titre d'actifs et de passifs réglementaires, puisque les normes comptables canadiennes reconnaissent que la réglementation des tarifs peut donner lieu à des avantages et à des obligations économiques dont le remboursement aux consommateurs est exigé par l'organisme de réglementation. Lorsqu'une société détermine avoir une assurance suffisante que les charges engagées seront récupérées dans l'avenir, ces charges peuvent être reportées et comptabilisées comme un actif réglementaire. Lorsqu'un organisme de réglementation prévoit le recouvrement, dans les tarifs en vigueur, de charges qui ne sont pas engagées, un passif réglementaire est alors comptabilisé. L'évaluation des actifs et des passifs réglementaires est tributaire de certaines estimations et hypothèses, y compris des hypothèses posées relativement à l'interprétation de la réglementation et des décisions de la CEO. Ces estimations et hypothèses seront examinées dans le cadre du processus réglementaire de la CEO.

Les soldes des actifs et passifs réglementaires dont l'inclusion dans les tarifs réglementés est approuvée par l'organisme de réglementation sont amortis sur les périodes de recouvrement approuvées. Les soldes rejetés, y compris les intérêts connexes, sont imputés aux résultats au cours de la période pendant laquelle la décision de l'organisme de réglementation est rendue.

OPG majore les soldes réglementaires des intérêts aux taux prescrits par la réglementation ou par la CEO aux fins de la comptabilisation des frais de financement qui devront être recouvrés auprès des consommateurs ou remboursés à ces derniers. Avant le 1^{er} avril 2008, la réglementation exigeait qu'OPG utilise un taux d'intérêt annuel de 6 % pour la plupart de ses comptes d'écarts et de report. Depuis le 1^{er} avril 2008, OPG utilise le taux que la CEO prescrit de temps à autre pour les comptes d'écarts et de report des entités qu'elle régit. Le taux a varié entre 0,55 % et 2,45 % au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009. Le taux a varié à l'intérieur d'une fourchette de 3,35 % à 4,08 % au cours des neuf mois terminés le 31 décembre 2008. OPG a reporté des intérêts débiteurs nets de 8 millions de dollars en 2009 (13 millions de dollars en 2008).

Avant le 1^{er} avril 2008, OPG comptabilisait les revenus tirés du contrat de location-exploitation conclu avec Bruce Power selon la comptabilité de trésorerie. Selon cette méthode, OPG a constaté le revenu de location comme le prescrit le contrat dans la mesure où les paiements devaient être inclus dans les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle. Par suite de la décision de la CEO, certains paiements de location reçus de Bruce Power ont été inclus dans l'établissement des tarifs réglementés avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008 linéairement sur la durée du contrat de location. Par conséquent, OPG a comptabilisé ces paiements de location linéairement sur la durée du contrat de location avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008.

À la fin de 2008, OPG a réévalué le contrat de location avec Bruce aux fins comptables en raison d'une modification apportée au contrat. En raison de la réévaluation, le moment où certains revenus tirés du contrat de location sont constatés aux fins comptables a été revu. La réévaluation se traduira par des réductions des revenus de location aux fins comptables au cours des premières années du reste de la durée du contrat de location, et par des augmentations des revenus de location aux fins comptables au cours des dernières années du reste de la durée du contrat de location. L'incidence de ces modifications sur les revenus en 2008 a été contrebalancée par l'incidence du compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce.

Impôts sur les bénéfices

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

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

nouveaux et, par conséquent, OPG a dû, depuis sa création, prendre certaines positions à l'égard du calcul de sa charge fiscale. Ces positions en matière de déclaration de revenus pourraient être contestées par suite d'une vérification, et certaines pourraient même être refusées, ce qui pourrait donner lieu à une modification importante de la charge fiscale d'OPG en cas de nouvelle cotisation.

Des actifs d'impôts futurs de 3 636 millions de dollars (193 millions de dollars en 2008) ont été comptabilisés au bilan consolidé au 31 décembre 2009. La Société est d'avis que le bénéfice imposable futur et les gains en capital seront suffisants pour permettre l'utilisation de ces déductions et reports prospectifs. En 2008, en raison de l'adoption de la comptabilisation fondée sur la réglementation des tarifs, OPG n'a pas inscrit les actifs d'impôts futurs de 3 480 millions de dollars qu'elle aurait inscrits selon la méthode axée sur le bilan et qui découlent surtout des écarts temporaires liés aux provisions pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires.

Des passifs d'impôts futurs de 4 218 millions de dollars (125 millions de dollars en 2008) ont été constatés dans le bilan consolidé au 31 décembre 2009. En 2008, en raison de l'adoption de la comptabilisation fondée sur la réglementation des tarifs, OPG n'a pas inscrit les passifs d'impôts futurs de 3 820 millions de dollars qu'elle aurait inscrits selon la méthode axée sur le bilan et qui découlent surtout des écarts temporaires liés aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires.

Immobilisations

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

Diverses hypothèses et estimations comptables doivent être faites pour établir si une perte de

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

Les estimations comptables ayant trait à la dépréciation d'actifs nécessitent beaucoup de jugement de la part de la direction pour évaluer la durée de vie utile appropriée des actifs à long terme d'OPG, y compris la prise en compte de divers facteurs technologiques et autres.

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, la durée de service des centrales thermiques a été prolongée de deux ans, jusqu'à 2014, aux fins du calcul de l'amortissement, selon l'annonce de la province d'Ontario d'éliminer progressivement la production d'électricité à partir du charbon d'ici la fin de 2014. Cette prolongation a permis de réduire la dotation aux amortissements de 31 millions de dollars par année. Par la suite, en septembre 2009, en collaboration avec le ministère de l'Énergie et de l'Infrastructure, OPG a annoncé sa décision de fermer deux unités alimentées au charbon à chacune de ses centrales alimentées au charbon de Lambton et de Nanticoke. Par suite de la fermeture des unités, en septembre 2009, OPG a révisé la fin de vie de ces unités, la faisant passer de décembre 2014 à octobre 2010. Cette modification de l'estimation a été comptabilisée sur une base prospective et a fait augmenter la dotation aux amortissements de 11 millions de dollars en 2009. La modification de l'estimation entraînera une augmentation de la dotation aux amortissements de 22 millions de dollars en 2010.

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008, la durée de service de la centrale nucléaire Darlington a été prolongée de deux ans, jusqu'à 2019, aux fins du calcul de l'amortissement, par suite d'une analyse technique des composantes à durée de vie limitée de la centrale. Cette prolongation a réduit la dotation aux amortissements de 18 millions de dollars en 2008 et 2009. La durée de service de la centrale nucléaire Darlington, aux fins du calcul de l'amortissement, a été prolongée en 2010. La

prolongation de la durée de service est analysée à la section *Modifications futures d'estimations comptables*.

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008, la Société a prolongé la durée de service de la centrale nucléaire Bruce B jusqu'à 2014, aux fins de l'amortissement, par suite de l'examen des plans de capacité future du Plan pour le réseau d'électricité intégré (« PREI ») de l'OEO et à la lumière des données historiques sur la durée de service des principales composantes à durée de vie limitée de la centrale. En raison de cette prolongation, la dotation aux amortissements a diminué de 7 millions de dollars par année. De plus, en date du 1^{er} janvier 2008, OPG a prolongé la durée de service de la centrale nucléaire Bruce A jusqu'à 2035, aux fins de l'amortissement, par suite de l'examen des plans de capacité de production future déposés auprès de l'OEO et d'autres informations disponibles. La prolongation de la durée de service de la centrale nucléaire Bruce A, aux fins de l'amortissement, a réduit la dotation aux amortissements de 8 millions de dollars par année.

Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

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

Convention comptable

Selon les PCGR du Canada, les résultats réels qui diffèrent des hypothèses utilisées, de même que les ajustements découlant des changements d'hypothèses, sont cumulés et amortis sur des périodes futures et influent donc généralement sur les charges constatées et l'obligation comptabilisée dans les périodes futures.

Selon la convention de comptabilisation des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG, certains gains et pertes actuariels n'ont pas été passés en charges et ne sont donc pas pris en compte dans l'actif et le passif au titre des prestations constituées pour les régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG pour les raisons suivantes :

- > Les actifs de la caisse de retraite sont évalués à des valeurs liées au marché afin de déterminer les gains ou les pertes actuariels et le rendement prévu des actifs des régimes. La valeur liée au

marché tient compte des gains et des pertes sur les actifs découlant des titres de capitaux propres à un taux de rendement réel présumé de 6 % sur une période de cinq ans.

- > Pour ce qui est des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, de la fraction non amortie du gain net cumulatif ou de la perte nette cumulative qui dépasse 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 amortie sur la durée de service résiduelle moyenne prévue.

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

Au 31 décembre 2009, la perte actuarielle nette non amortie et les coûts non amortis des services passés pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite s'élevaient à 1 595 millions de dollars (928 millions de dollars en 2008). La perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis aux 31 décembre 2009 et 2008 s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Perte actuarielle nette non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché (Gain actuariel net) perte actuarielle nette non amortissable en raison de l'utilisation du corridor	932	1 700	-	-	-	-
Perte actuarielle nette amortissable	433	(763)	18	(3)	157	(70)
	-	-	7	-	-	-
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) non amorti(e)	1 365	937	25	(3)	157	(70)
Coûts des services passés non amortis	28	46	1	2	19	16

Hypothèses comptables

Les hypothèses sont des intrants importants des modèles actuariels qui évaluent les obligations au titre des prestations de retraite constituées et les avantages complémentaires de retraite et leur incidence connexe sur l'exploitation. Deux importantes hypothèses, soit le taux d'actualisation et l'inflation, constituent des éléments importants du coût et des obligations relatifs aux avantages. En outre, le taux de rendement prévu des actifs est une hypothèse importante dans l'établissement des coûts du régime de retraite. Ces hypothèses, de même que d'autres hypothèses touchant des facteurs démographiques, comme l'âge à la retraite, le taux de mortalité et le taux de roulement du personnel, sont évaluées régulièrement par la direction de concert avec un actuaire indépendant. Au cours du processus d'évaluation, les hypothèses sont mises à jour pour refléter l'historique réel et les prévisions. Les résultats réels pour tout exercice différeront souvent des hypothèses actuarielles en raison de facteurs économiques et autres, et selon les PCGR

du Canada, l'incidence de ces écarts est cumulée et amortie pendant les périodes futures.

Les taux d'actualisation employés par OPG pour établir les obligations au titre des prestations projetées et les coûts des régimes d'avantages sociaux de la Société sont fondés sur le rendement d'obligations de sociétés notées AA représentatives. Les taux d'actualisation permettent à OPG de calculer la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs prévus à la date d'évaluation. Un taux d'actualisation moins élevé se traduit par une augmentation de la valeur actualisée des obligations au titre des prestations et une hausse des coûts des régimes. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes est fondé sur la répartition actuelle et prévue des actifs, de même que sur les risques passés et les rendements à long terme de chaque catégorie d'actifs du portefeuille des régimes. Un taux de rendement des actifs des régimes moins élevé se traduit par une augmentation des coûts des régimes de retraite.

Le taux d'actualisation utilisé pour calculer l'obligation au titre des prestations projetées a considérablement diminué, passant de 7,5 % au 31 décembre 2008 à 6,8 % au 31 décembre 2009. Le déficit des régimes de retraite agréés a augmenté, passant de 186 millions de dollars au 31 décembre 2008 à 394 millions de dollars au 31 décembre 2009, en raison surtout de la baisse du taux d'actualisation. L'incidence du gain de 428 millions de dollars sur les actifs de la caisse de retraite en 2009 a été plus que compensée par l'incidence du taux d'actualisation moins élevé.

Le taux d'actualisation utilisé pour calculer l'obligation au titre des autres avantages complémentaires de retraite a considérablement diminué, passant de 7,46 % au 31 décembre 2008 à 6,69 % au 31 décembre 2009. L'obligation au titre des prestations projetées a augmenté, passant de 1 591 millions de dollars au 31 décembre 2008 à 1 910 millions de dollars au 31 décembre 2009, du fait surtout de la baisse du taux d'actualisation.

Un changement dans ces hypothèses, toutes les autres hypothèses demeurant constantes, se traduirait par une augmentation (diminution) des coûts de 2009, excluant les composantes liées à l'amortissement :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés	Régimes de retraite complémentaires	Avantages complémentaires de retraite
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(22)	s.o.	s.o.
Diminution de 0,25 %	22	s.o.	s.o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(12)	-	(2)
Diminution de 0,25 %	12	-	2
Inflation			
Augmentation de 0,25 %	32	1	-
Diminution de 0,25 %	(30)	(1)	-
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	9	1	-
Diminution de 0,25 %	(8)	(1)	-
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s.o.	s.o.	24
Diminution de 1 %	s.o.	s.o.	(19)

s.o. – changement d'hypothèse sans objet

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Au 31 décembre 2009, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'OPG atteignaient 11 859 millions de dollars (11 384 millions de dollars au 31 décembre 2008) et se composaient des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires, des coûts associés à la gestion des déchets nucléaires, ainsi que des coûts liés à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires découlant du déclassement des centrales thermiques. Les passifs liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion à long terme

du combustible nucléaire irradié représentent la plus grande part de l'obligation totale. Les estimations des passifs nucléaires sont revues annuellement dans le cadre du programme global continu de gestion des déchets nucléaires. Tout changement des passifs nucléaires en raison de nouvelles hypothèses ou estimations ayant une incidence sur le montant des flux de trésorerie non actualisés estimatifs initiaux est enregistré à titre d'ajustement des passifs, et le changement correspondant du coût de mise hors service d'immobilisations est capitalisé dans la valeur comptable des immobilisations.

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

Instruments financiers évalués à la juste valeur

La juste valeur des actifs et passifs financiers, y compris les instruments dérivés cotés en Bourse, et d'autres instruments financiers évalués à la juste valeur et pour lesquels les cours sur un marché actif sont disponibles, est établie directement à partir de ces cours du marché.

Pour les instruments financiers pour lesquels il n'y a pas de cours de marché facilement disponibles, les justes valeurs sont estimées à l'aide de courbes de prix à terme tracées à partir de cours de marché ou de taux observables qui peuvent comprendre l'utilisation de techniques ou de modèles d'évaluation, fondés dans la mesure du possible sur des hypothèses s'appuyant sur des cours ou des taux de marché observables en vigueur à la date du bilan. C'est le cas des dérivés négociés hors Bourse, qui comprennent les dérivés de produits énergétiques, les dérivés de change et les dérivés de swap de taux d'intérêt. Les modèles d'évaluation utilisent des hypothèses générales et des données de marché, et ne reflètent donc pas les risques spécifiques et d'autres facteurs qui toucheraient la juste valeur d'un instrument donné. Les méthodes employées pour calculer les rajustements de juste valeur sont examinées à intervalles réguliers afin d'assurer qu'elles demeurent appropriées. Si la technique ou le modèle d'évaluation ne se fonde pas sur des données de marché observables, on recourt à des techniques d'évaluation précises fondées principalement sur des transactions récentes comparables, de l'information de référence comparable, l'écart cours acheteur-cours vendeur de transactions similaires et d'autres données pertinentes.

L'utilisation d'instruments financiers par OPG expose la Société à divers risques, dont le risque de crédit, le risque sur marchandises et le risque de

change et de taux d'intérêt. La section *Gestion des risques* présente une analyse de la manière dont OPG gère ces risques et d'autres risques.

Modifications de conventions comptables

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

L'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA ») a révisé ses directives à l'égard de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, et apporté des changements de conformité au chapitre 1100, « Principes comptables généralement reconnus », au chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfices », ainsi qu'à la note d'orientation concernant la comptabilité 19, *Entités assujetties à la réglementation des tarifs – informations à fournir*, (« NOC-19 »), du *Manuel de l'ICCA*, de manière à :

- > supprimer l'exemption temporaire se rapportant à l'application du chapitre 1100 à la constatation des activités à tarifs réglementés, y compris éliminer la possibilité d'utiliser les pratiques du secteur comme méthode acceptable de constatation et d'évaluation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs;
- > modifier le chapitre 3465 afin d'exiger la constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs, de même qu'un actif ou un passif réglementaire distinct au titre du montant d'impôts futurs devant être inclus dans les tarifs futurs et recouvré auprès des clients futurs (ou payés à ceux-ci);
- > modifier la NOC-19, au besoin, par suite des modifications apportées aux chapitres 1100 et 3465.

En raison des modifications apportées au chapitre 3465, OPG doit constater les impôts futurs associés à ses activités à tarifs réglementés et comptabiliser un actif ou un passif réglementaire correspondant au titre des impôts futurs qui devraient être récupérés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle. OPG a appliqué les modifications de manière prospective aux états financiers consolidés intermédiaires et annuels à compter du 1^{er} janvier 2009.

De plus, depuis le 1^{er} janvier 2009, compte tenu de la suppression de l'exemption temporaire prévue au chapitre 1100, la Société doit appliquer le chapitre 1100 à la constatation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs. Certains actifs et passifs découlant de la réglementation des tarifs continuent d'être visés par des directives précises en vertu d'une source

première de PCGR du Canada qui ne s'appliquent qu'aux circonstances particulières qui y sont décrites, y compris celles prévues au chapitre 1600, « États financiers consolidés », au chapitre 3061, « Immobilisations corporelles », au chapitre 3465 et au chapitre 3475, « Sortie d'actifs à long terme et abandon d'activités », du *Manuel de l'ICCA*. D'autres actifs et passifs découlant de la réglementation des tarifs ne sont pas visés par des directives précises en vertu d'une source première de PCGR du Canada. Par conséquent, le chapitre 1100 oblige la Société à adopter des conventions comptables faisant appel au jugement professionnel et à l'application de concepts décrits au chapitre 1000, « Fondements conceptuels des états financiers », du *Manuel de l'ICCA*. Pour l'élaboration de ces conventions comptables, la Société peut consulter d'autres sources, y compris des prises de position publiées par des organismes autorisés à publier des normes comptables dans d'autres territoires. Par conséquent, conformément au chapitre 1100, la Société a établi que ces actifs et passifs pouvaient être constatés selon les PCGR du Canada et que cette constatation était conforme à l'Accounting Standards Codification Topic 980, *Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation* (anciennement Financial Accounting Standards No. 71) du Financial Accounting Standards Board. Par conséquent, il n'y a pas d'incidence sur les états financiers de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, à l'exception de l'incidence de la modification du chapitre 3465, comme il est mentionné ci-dessus.

Instruments financiers – informations à fournir

En juin 2009, l'ICCA a modifié le chapitre 3862 de son *Manuel*, « Instruments financiers – informations à fournir », afin d'y inclure des exigences additionnelles en matière d'information à fournir sur l'évaluation à la juste valeur des instruments financiers et le risque d'illiquidité. Ces modifications exigent que les entités classent les évaluations à la juste valeur selon une hiérarchie qui tient compte de l'importance des données utilisées pour faire les évaluations. La hiérarchie des évaluations à la juste valeur comporte trois niveaux. La juste valeur des actifs et des passifs du niveau 1 est établie à l'aide de prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et passifs identiques. Les évaluations de niveau 2 font appel à des données autres que les prix cotés pour lesquelles toutes les données importantes se fondent sur des données de marché observables, que ce soit directement ou indirectement. Les évaluations de niveau 3 reposent sur des données qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables.

OPG a adopté le chapitre modifié et a inclus les renseignements additionnels à la note 13 afférente à ses états financiers consolidés annuels vérifiés de 2009.

Actifs incorporels

En février 2008, l'ICCA a publié le chapitre 3064, « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », du *Manuel de l'ICCA*, qui remplace le chapitre 3062, « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels », et qui établit des normes de constatation, d'évaluation, de présentation et d'informations à fournir relatives aux écarts d'acquisition et aux actifs incorporels.

OPG a adopté le chapitre 3064 le 1^{er} janvier 2009 et a reclassé les montants comparatifs des périodes précédentes des immobilisations corporelles aux actifs incorporels. L'adoption de cette norme n'a pas eu d'incidence importante sur la situation financière de la Société ni sur ses résultats d'exploitation. Les actifs incorporels sont amortis sur une période de cinq ans.

Modifications futures d'estimations comptables **Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires, et dotation aux amortissements**

En février 2010, OPG a annoncé sa décision d'entreprendre la phase de définition de la remise en état de la centrale nucléaire Darlington. Par conséquent, la durée de service de la centrale nucléaire Darlington, aux fins du calcul de l'amortissement, a été prolongée jusqu'à 2051. L'approbation et la prolongation de la durée de service ont eu une incidence sur les hypothèses relatives aux passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires d'OPG en raison surtout de l'accroissement des coûts associés aux grappes de combustible irradié additionnelles, compensé en partie par une baisse du passif lié au déclassement, résultant d'un changement dans les hypothèses relatives à la durée de service. L'augmentation nette des passifs est estimée à environ 300 millions de dollars selon un taux d'actualisation de 4,8 %. L'augmentation des passifs sera reflétée dans le solde des immobilisations en 2010. Par suite de ces changements, la dotation aux amortissements d'OPG devrait diminuer de 136 millions de dollars par année à compter de 2010.

Conversion aux Normes internationales d'information financière

Introduction au projet de conversion

En février 2008, le Conseil des normes comptables du Canada a confirmé que, pour les entreprises ayant

une obligation publique de rendre des comptes, les IFRS remplaceront les PCGR du Canada dans les états financiers annuels et intermédiaires des exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2011. Les IFRS visent à améliorer la présentation de l'information financière par l'utilisation d'un seul jeu de normes comptables internationales.

En mai 2008, les Autorités canadiennes en valeurs mobilières (« ACVM ») ont publié l'avis 52-320 du personnel des ACVM, qui fournit des lignes directrices sur les informations à fournir sur les modifications prévues aux modifications comptables découlant du passage aux IFRS. Conformément à l'avis, OPG est tenue de fournir le plan de conversion aux IFRS de la Société mis à jour pour chaque période de présentation de l'information financière précédant la conversion le 1^{er} janvier 2011.

OPG a mis en route son projet de conversion aux IFRS en 2007 et a établi une structure de gouvernance du projet. Cette structure comprend un comité directeur composé de cadres de la fonction finances, ainsi que des représentants de toutes les unités fonctionnelles et des technologies de l'information. Le comité directeur surveille les progrès et les grandes décisions touchant la conversion. Il fait rapport sur une base régulière à la haute direction et au comité de vérification et de gestion des risques du conseil d'administration. OPG a également fait appel à un expert externe.

Phases du projet de conversion

Le projet de conversion d'OPG se déroule sur trois phases : le diagnostic, l'élaboration de solutions et la mise en œuvre.

Phase de diagnostic

Cette phase a consisté en une revue générale des principales différences entre les PCGR du Canada et les IFRS, et un examen des principales méthodes comptables et de présentation de l'information financière d'OPG. OPG a terminé la phase de diagnostic du projet de conversion au cours du quatrième trimestre de 2007 et a déterminé que les différences les plus susceptibles d'avoir une incidence sur les méthodes comptables d'OPG comprenaient la comptabilisation des activités à tarifs réglementés, la comptabilisation des immobilisations, la comptabilisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, ainsi que la première adoption des IFRS en vertu de la norme IFRS 1, *Première application des Normes internationales d'information financière*.

Phase d'élaboration de solutions

La phase d'élaboration de solutions, qui a été entreprise en janvier 2008, comprend une analyse détaillée des principaux secteurs susceptibles d'être touchés, la résolution des problèmes et la préparation d'états financiers types.

Activités prévues à cette phase :

- > Évaluation des choix de traitements comptables;
- > Recherche et élaboration de solutions afin de résoudre les différences relevées à la phase de diagnostic;
- > Modifications des conventions et pratiques comptables existantes, processus d'affaires, systèmes de technologie de l'information et contrôles internes;
- > Mise en œuvre d'une stratégie de gestion du changement afin de répondre aux besoins des parties prenantes internes et externes en matière d'information et de formation.

Des ressources appropriées ont été mobilisées afin de réaliser la transition en temps voulu selon les étapes du plan. OPG a fait en sorte que les besoins de formation soient satisfaits et continuent de l'être tout au long de la période de transition.

Phase de mise en œuvre

À la troisième et dernière phase de son plan de transition aux IFRS, OPG intégrera les modifications aux conventions et pratiques comptables, processus d'affaires, systèmes de technologie de l'information et contrôles internes touchés. Ces modifications seront évaluées avant l'entrée en vigueur des exigences de présentation de l'information officielles aux termes des IFRS afin de s'assurer que toutes les différences importantes sont traitées adéquatement et en temps utile pour la conversion. La phase de mise en œuvre a commencé en 2009 et se poursuit en 2010.

Le tableau qui suit présente certains éléments du plan de transition et une évaluation des progrès réalisés par OPG en date du 31 décembre 2009. Cette information reflète les hypothèses et attentes les plus récentes d'OPG. Des circonstances particulières, comme des changements des IFRS, de la réglementation et de la conjoncture économique, pourraient faire en sorte que ces hypothèses ou attentes soient modifiées.

	Principales activités	Étapes importantes/échéances	Progression à ce jour
Préparation des états financiers	Cibler les différences pertinentes entre les IFRS et nos conventions et pratiques comptables et concevoir et mettre en œuvre des solutions Évaluer et choisir des solutions ponctuelles et continues de remplacement des conventions comptables Comparer nos conclusions avec celles de sociétés homologues Préparer un modèle d'états financiers IFRS et de notes complémentaires Quantifier les effets de la conversion aux IFRS	Évaluation et quantification des effets importants de la conversion terminées d'ici le troisième trimestre de 2010 environ OPG prévoit que l'IASB publiera la version définitive de l'exposé-sondage sur les activités à tarifs réglementés vers la fin de 2010, et la Société compte pouvoir l'appliquer à ses résultats en date du 1^{er} janvier 2011, avec les chiffres de 2010 comme comparatifs. Choix final des méthodes comptables de remplacement avant la date de basculement	Repérage des différences avec les IFRS terminé Évaluation et conception en cours des solutions pour résoudre les différences Évaluation et choix en cours des méthodes comptables de remplacement En février 2010, le personnel de l'IASB a indiqué que le projet sur les activités à tarifs réglementés sera vraisemblablement reporté pour une période pouvant aller jusqu'à 12 mois. Par conséquent, OPG ne peut déterminer quelle sera l'incidence sur la comptabilisation de ses activités à tarifs réglementés et ses résultats financiers.
Formation et communications	Offrir de la formation aux employés touchés dans les unités d'exploitation, à la direction ainsi qu'au conseil d'administration et à ses comités pertinents, notamment le comité de vérification et de gestion des risques Embaucher des experts en la matière qui participeront au projet de conversion Communiquer la progression du plan de conversion aux parties prenantes internes et externes	Offrir une formation en temps opportun qui soit alignée sur les étapes du projet de conversion. Date d'achèvement cible de la formation : vers le milieu de 2010 Communiquer les effets de la conversion avant le quatrième trimestre de 2010	Achèvement de la formation détaillée pour les ressources directement engagées dans la conversion et de la formation de sensibilisation pour un groupe plus large d'employés des finances Formation précise et pertinente donnée à 150 employés des finances Communications internes et externes continues et régulières d'informations sur la progression d'OPG Embauche d'experts en la matière qui participeront au projet de conversion
Systèmes de TI	Repérer les différences avec les IFRS qui exigent des modifications des systèmes financiers et chercher des solutions Évaluer et choisir des méthodes convenant aux besoins de double tenue de livres en 2010 (c.-à-d. selon les IFRS et selon les PCGR du Canada) aux fins de comparaison, de budgétisation et de planification pour 2011	Modifications des principaux systèmes et processus de double tenue de livres complétés pour le premier trimestre de 2010 Modifications restantes des systèmes suivant l'année de double tenue de livres d'ici le quatrième trimestre de 2010	Évaluation de la nécessité de mises à niveau ou de modifications de systèmes afin d'assurer une transition efficace aux IFRS Élaboration de plans pour les systèmes de TI en vue de la mise en œuvre Début de la collecte de données IFRS pour permettre la présentation en 2011 d'information financière comparative pour 2010 L'incidence sur les systèmes d'information dépend dans une large mesure des changements futurs qui seront apportés aux normes IFRS comme la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.
Arrangements contractuels et rémunération	Établir l'incidence de la conversion sur les arrangements contractuels, y compris les clauses restrictives financières et les régimes de rémunération des employés Apporter toute modification nécessaire aux arrangements et aux régimes	Modifications terminées avant le troisième trimestre de 2010	Identification des différences avec les IFRS et des incidences potentielles sur les clauses restrictives financières et les régimes de rémunération et, au besoin, discussion avec des parties prenantes internes et externes

	Principales activités	Étapes importantes/échéances	Progression à ce jour
Contrôles internes : Contrôles internes à l'égard de l'information financière, contrôles et procédures de communication de l'information et communications connexes	Réviser les processus et procédures de contrôle interne actuels afin de traiter les modifications importantes à apporter par rapport aux conventions et pratiques comptables existantes, notamment la nécessité d'effectuer une double tenue de livres en 2010, ainsi que les modifications des systèmes financiers Concevoir et mettre en œuvre des contrôles internes à l'égard des ajustements ponctuels requis pour la conversion et les communications connexes. Pour les modifications à apporter aux conventions et pratiques comptables, en évaluer les conséquences sur la conception et l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information et des contrôles internes à l'égard de l'information financière	Effectuer une évaluation de gestion des contrôles nouveaux ou révisés tout au long de 2010 Les modifications seront instaurées et testées afin de s'assurer qu'aucune lacune importante ne découle de la conversion d'OPG aux IFRS.	Les conventions et procédures comptables ainsi que leur incidence sur les contrôles continuent de faire l'objet d'examen.

Conséquences de l'adoption des IFRS

Les IFRS sont fondées sur un cadre conceptuel similaire à celui des PCGR du Canada; toutefois, il existe des différences importantes en ce qui a trait à certaines questions de comptabilisation, d'évaluation et d'informations à fournir. OPG a effectué une évaluation initiale des conséquences de l'adoption des IFRS et a relevé les secteurs qui sont les plus susceptibles d'avoir une incidence sur les méthodes comptables d'OPG et les exigences en matière de présentation de l'information financière au moment de la conversion aux IFRS. L'adoption des IFRS aura vraisemblablement une incidence importante sur les bilans et les états des résultats consolidés d'OPG. Les incidences les plus importantes seront vraisemblablement une diminution de la valeur comptable des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires d'OPG, ainsi qu'une baisse connexe de la valeur comptable des immobilisations corporelles. OPG prévoit également une augmentation de la valeur comptable des débiteurs, assortie d'une hausse des créditeurs, ainsi qu'une diminution des actifs des régimes de retraite reportés et une augmentation du passif lié aux avantages complémentaires de retraite. En raison d'un retard dans le projet de l'IASB sur les activités à tarifs réglementés, de l'incertitude subsiste quant à la manière dont, à l'adoption des IFRS, OPG traitera les actifs et passifs réglementaires qu'elle comptabilise actuellement. Les incidences réelles dépendent de certaines directives comptables définitives qui seront émises par l'IASB avant le 1^{er} janvier 2011. OPG est également d'avis que l'adoption des IFRS n'aura pas d'incidence

importante sur ses flux de trésorerie présentés. De l'information supplémentaire portant sur les incidences prévues sur les états financiers d'OPG est incluse dans l'analyse suivante.

OPG dressera ses premiers états financiers conformes aux IFRS pour le trimestre se terminant le 31 mars 2011, qui comprendront les résultats comparatifs des périodes ouvertes le 1^{er} janvier 2010. Les bilans d'ouverture au 1^{er} janvier 2010 refléteront certains ajustements des valeurs comptabilisées des actifs et des passifs, qui auront une incidence future sur les états des résultats. Toutes les modifications des bilans d'ouverture nécessiteront que les actifs ou passifs d'impôts soient révisés en fonction des écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs selon les IFRS et leur valeur fiscale.

L'analyse qui suit apporte de plus amples renseignements sur les choix de la Société face à la transition aux IFRS. À l'heure actuelle, OPG n'a pas arrêté tous ses choix de conventions comptables en prévision du passage aux IFRS, et elle attend que l'IASB finalise diverses normes comptables, y compris la norme relative aux activités à tarifs réglementés. Comme l'IASB continue de publier des nouvelles normes comptables, les décisions d'OPG quant à ses conventions comptables ne seront définitives que lorsque toutes les normes applicables seront connues à la date de conversion le 1^{er} janvier 2011. Les différences entre les IFRS et les PCGR du Canada, en plus de celles dont il est question ci-dessous, peuvent encore être établies à la lumière d'une analyse plus poussée.

Décisions touchant les conventions comptables et incidences anticipées

Norme IFRS 1 – Première application des Normes internationales d'information financière

L'IFRS 1 fournit le cadre de référence en vue de la première application des IFRS. De plus, elle indique que, en règle générale, les entités devraient appliquer rétrospectivement les principes soutenant les IFRS. L'IFRS 1 précise également que les ajustements découlant de la conversion rétrospective d'autres PCGR aux IFRS devraient être comptabilisés directement dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis. L'IFRS 1 prévoit un certain nombre d'exemptions facultatives et d'exceptions obligatoires relativement à cette application rétrospective.

Bien que des décisions préliminaires aient été prises par OPG concernant les exemptions facultatives offertes au moment de la transition, des décisions finales ne peuvent être prises tant que la Société n'aura pas obtenu davantage de certitude concernant les normes IFRS définitives comme la norme sur les activités à tarifs réglementés.

Immobilisations corporelles

Au moment de l'adoption des IFRS, une entité a le choix facultatif de ramener le coût de ses immobilisations corporelles à la juste valeur conformément aux dispositions de la norme IFRS 1, et d'utiliser le modèle du coût ou le modèle de la réévaluation pour évaluer ses immobilisations corporelles après la transition. L'exposé-sondage portant sur les activités à tarifs réglementés proposait une exemption transitoire pour les entités à tarifs réglementés admissibles qui leur ont permis d'utiliser la valeur comptable des immobilisations corporelles, selon les PCGR du Canada, comme le coût présumé en vertu des IFRS. Cela est maintenant incertain compte tenu du retard dans le projet de l'IASB sur les activités à tarifs réglementés. Le personnel de l'IASB a recommandé à l'IASB une solution de remplacement, qui réglerait cette question pour ceux qui appliquent les IFRS pour la première fois; toutefois, l'IASB doit encore se prononcer sur cette recommandation. OPG appliquera vraisemblablement cette exemption si elle est offerte. Par conséquent, OPG continuera de comptabiliser ses immobilisations corporelles au coût historique moins l'amortissement cumulé à l'adoption des IFRS.

Regroupements d'entreprises

En vertu de la norme IFRS 3, « Regroupements d'entreprises », un regroupement d'entreprises doit être comptabilisé selon la méthode de l'acquisition. L'une des parties au regroupement d'entreprises doit être identifiée comme l'acquéreur, qui est l'entité qui obtient le contrôle de l'autre entreprise. Dans un regroupement d'entreprises où OPG est l'acquéreur, OPG constatera, séparément du goodwill, les actifs identifiables acquis, les passifs repris et toute participation ne donnant pas le contrôle dans la société acquise.

En vertu de la norme IFRS 1, une entité a la possibilité d'appliquer rétroactivement la norme IFRS 3 à tous les regroupements d'entreprises ou peut choisir d'appliquer la norme de manière prospective seulement aux regroupements d'entreprises survenant après la date de transition. À l'heure actuelle, OPG entend exercer l'exemption facultative prévue dans la norme IFRS 1 pour tous les regroupements d'entreprises, y compris la restructuration d'Ontario Hydro qui a donné lieu à la constitution en société d'OPG en 1999, ce qui élimine l'exigence de retraiter rétrospectivement tous les regroupements d'entreprises avant la date de transition aux IFRS.

Débiteurs et effets à court terme à payer

La Société a signé un accord visant la cession d'un droit de copropriété indivis dans ses créances actuelles et futures à une fiducie indépendante. Selon les PCGR du Canada, OPG sort du bilan 250 millions de dollars de créances. OPG a établi que l'accord ne satisfait pas aux critères de décomptabilisation en vertu des IFRS. Le montant estimatif de 250 millions de dollars devrait être constaté dans le solde des débiteurs, et un montant correspondant devrait être constaté dans les créditeurs à l'adoption des IFRS.

Immobilisations corporelles et passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires

Le coût d'une immobilisation corporelle selon les PCGR du Canada et l'IAS 16, « Immobilisations corporelles » (« IAS 16 »), comprend le coût de démantèlement et d'enlèvement de l'immobilisation corporelle et de remise en état du site sur lequel elle se trouve. Toutefois, OPG a établi que certains coûts constatés dans ses passifs estimatifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires selon les PCGR du Canada ne pourront être comptabilisés à la transition aux IFRS.

Par conséquent, OPG prévoit devoir faire un important ajustement à la baisse de ses passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires, et un ajustement à la baisse correspondant de la valeur comptable de ses immobilisations. Le solde d'ouverture des bénéfices non répartis sera également touché. OPG est en train d'estimer les coûts qui seront décomptabilisés et de déterminer l'ajustement à prévoir. Voir les notes 6 et 10 des états financiers consolidés annuels vérifiés de 2009 d'OPG pour en savoir plus sur les immobilisations et les passifs liés à l'enlèvement des immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires.

Avantages du personnel

OPG évalue les actifs de la caisse de retraite au moyen de valeurs liées au marché afin de déterminer les gains ou les pertes actuariels et le rendement prévu des actifs des régimes. Une valeur liée au marché tient compte des gains et des pertes découlant des titres de capitaux propres à un taux de rendement réel présumé de 6 % sur une période de cinq ans. OPG amortit actuellement les coûts des services passés sur la durée de service résiduelle moyenne prévue jusqu'à la pleine admissibilité des employés visés par le régime. L'IAS 19, « Avantages du personnel », ne permet pas l'utilisation de valeurs liées au marché pour évaluer les actifs de la caisse de retraite, et exige que les coûts des services passés dont les droits à prestations sont acquis soient passés en charges immédiatement, et que ceux dont les droits à prestations ne sont pas acquis soient passés en charges selon un mode linéaire jusqu'à ce que ces droits soient acquis. De plus, les gains ou pertes actuariels liés aux prestations d'invalidité prolongée ne peuvent être amortis en vertu de l'IAS 19.

En raison de ces différences entre les PCGR du Canada et les IFRS, OPG prévoit réduire son actif des régimes de retraite reporté et accroître son passif lié aux avantages complémentaires de retraite à l'adoption des IFRS. Le solde d'ouverture des bénéfices non répartis sera également touché.

Dépréciation d'actifs

L'IAS 36, intitulée « Dépréciation d'actifs », prévoit une approche en une seule étape pour effectuer un test de dépréciation et évaluer la perte de valeur, soit en comparant la valeur comptable de l'actif au plus élevé entre i) sa valeur d'utilité et ii) sa juste valeur diminuée des frais de vente. La valeur d'utilité est définie comme l'équivalent de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus de l'actif dans son état actuel. S'il n'y a

pas de marché actif, la juste valeur diminuée des frais de vente peut aussi être calculée à l'aide des flux de trésorerie actualisés. La possibilité selon les IFRS d'utiliser les flux de trésorerie actualisés pour faire un test de dépréciation et évaluer la perte de valeur marque une différence avec les PCGR du Canada, selon lesquels ce sont les flux de trésorerie non actualisés qui sont comparés à la valeur comptable de l'actif pour déterminer s'il y a dépréciation. Cette différence peut conduire, selon les IFRS, à la comptabilisation plus fréquente d'une perte de valeur comptable des actifs, puisque la valeur comptable, qui, selon les PCGR du Canada, était fondée sur les flux de trésorerie non actualisés, pourrait ne pas être fondée d'après les flux de trésorerie actualisés selon les IFRS. De plus, selon l'IAS 36, les pertes de valeur comptabilisées peuvent être reprises lorsqu'un changement de situation fait qu'une perte de valeur a diminué. Il s'agit d'une autre différence avec les PCGR du Canada, qui ne permettent pas la reprise d'une perte de valeur déjà comptabilisée.

OPG a entrepris d'estimer s'il y a lieu de comptabiliser une perte de valeur ou une reprise de perte de valeur pour ses immobilisations comprises dans ses ententes de contreprise et dans ses centrales thermiques.

Surveillance continue des projets de l'IASB

L'IASB a un certain nombre de projets en cours qui pourraient entraîner des modifications des IFRS existantes avant leur adoption par OPG en 2011. OPG continue de surveiller ces projets et l'incidence que des modifications des IFRS pourraient avoir sur ses méthodes comptables, sa situation financière ou ses résultats d'exploitation prévus.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés selon les IFRS

Les IFRS actuelles ne contiennent pas de directives précises concernant la comptabilisation des activités à tarifs réglementés. Toutefois, en décembre 2008, l'IASB a lancé un projet sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés qui visait à déterminer si les entités à tarifs réglementés pourraient ou devraient comptabiliser leurs actifs ou leurs passifs suivant une réglementation tarifaire imposée par un organisme de réglementation.

En juillet 2009, l'IASB a publié l'exposé-sondage portant sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés. Selon cette version de l'exposé-sondage, les actifs et les passifs réglementaires

découlant d'activités soumises à une réglementation fondée sur le coût du service seraient comptabilisés selon les IFRS à certaines conditions.

Le personnel de l'IASB a examiné les commentaires reçus sur l'exposé-sondage, puis, en février 2010, a publié un sommaire dans lequel il indique que le projet de l'IASB sur les activités à tarifs réglementés ne sera pas publié dans sa forme définitive à la fin 2010 comme il avait été prévu initialement. Étant donné le volume et la nature des commentaires reçus, le personnel de l'IASB s'est dit d'avis qu'un nouvel exposé-sondage devait être publié, et sa préparation pourrait prendre jusqu'à 12 mois. Le personnel de l'IASB a présenté à l'IASB un certain nombre de solutions à envisager concernant ce projet.

À sa réunion de février 2010, l'IASB a demandé à son personnel de vérifier si des actifs et passifs réglementaires existent à l'intérieur de son cadre de préparation et de présentation des états financiers. Comme l'IASB doit encore examiner les solutions qui lui ont été proposées, la décision de l'IASB sur l'orientation du projet n'est pas connue pour l'instant, et OPG n'est pas en mesure de prédire la conclusion du projet de l'IASB. OPG ne peut donc, de manière raisonnable, estimer ou établir l'effet, le cas échéant, qu'aurait sur sa situation financière et ses résultats d'exploitation futurs toute différence éventuelle entre les IFRS et les PCGR du Canada quant à la comptabilisation des activités à tarifs réglementés. Voir la note 7 afférente aux états financiers consolidés annuels vérifiés de 2009 d'OPG pour des renseignements additionnels sur les actifs et passifs réglementaires.

Coentreprises

Selon les PCGR du Canada, OPG consolide de façon proportionnelle ses participations dans des coentreprises. L'IASB envisage actuellement de publier l'exposé-sondage 9, intitulé « Partenariats » (« ES 9 »), qui vise à modifier l'IAS 31, intitulé « Participation dans des coentreprises » (« IAS 31 »). L'ES 9 propose d'éliminer comme choix l'option de consolider proportionnellement ces participations et d'exiger qu'une entité comptabilise toute participation dans une coentreprise selon la méthode de la mise en équivalence. L'IASB a indiqué qu'il prévoit publier une nouvelle norme pour remplacer l'IAS 31 au cours du premier trimestre de 2010, ce qui pourrait avoir une incidence sur les états financiers d'OPG à l'adoption des IFRS.

GESTION DES RISQUES

Aperçu

Le ralentissement économique actuel a entraîné une baisse de la demande et du prix de l'électricité, ce qui a eu une incidence importante sur les secteurs d'activité non réglementés d'OPG. Les tendances du marché à court terme ont mis OPG sous pression pour faire des réductions de coûts à court terme qui doivent être mises en équilibre avec les objectifs stratégiques qui sont de maximiser le rendement de l'investissement des consommateurs dans les actifs d'OPG. Il est possible que la faiblesse des revenus persiste si les prix du marché de l'électricité demeurent bas à cause de la baisse de la demande ou des ajouts de capacité qui jouent sur l'équilibre de l'offre et de la demande à moyen terme, ou à cause d'autres facteurs liés au marché qui se répercutent sur les prix de l'électricité. Des projets de développement de capacité de production sont en cours, y compris la construction de centrales hydroélectriques, la remise à neuf d'unités de production nucléaire et le remplacement du charbon par d'autres combustibles. Des activités de mesures correctives précises conçues pour fournir une indication précoce des nouveaux risques et des mesures d'atténuation ont été prises pour couvrir les risques auxquels OPG est exposée.

Structure de gouvernance de la gestion des risques

La structure de gouvernance de la gestion des risques d'OPG sert à déterminer, évaluer, surveiller et présenter de manière efficace les principales activités de gestion des risques à l'échelle de la Société. Le comité de vérification et de gestion des risques du conseil d'administration aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en examinant et en évaluant l'efficacité des processus de gestion des risques de la Société, ainsi que les principaux risques pour la Société et les mesures à prendre pour les atténuer. Un comité directeur de gestion des risques, composé des chefs des unités fonctionnelles et du responsable de la gestion des risques, aide le comité de vérification et de gestion des risques à s'acquitter de ses responsabilités en matière de gouvernance et de surveillance liées aux activités de gestion des risques d'OPG.

Activités de gestion des risques

OPG est confrontée à une grande variété de risques propres à ses activités. Le cadre de gestion des risques de l'entreprise est conçu pour cerner et évaluer les menaces ou risques en tenant compte

de leur incidence potentielle sur la capacité de la Société d'atteindre des objectifs d'affaires précis.

Les activités de gestion des risques sont coordonnées par un groupe centralisé de gestion des risques, dirigé par le responsable de la gestion des risques. Les risques qui empêcheraient les unités fonctionnelles d'atteindre les objectifs du plan d'affaires sont établis au niveau de chacune des unités. Les hauts dirigeants d'OPG établissent les risques stratégiques de plus grande portée, puis priorisent les risques tactiques et stratégiques afin de déterminer les plus grandes menaces pour la Société. La haute direction établit les limites de risque pour les activités de financement, d'approvisionnement et de négociation de la Société et s'assure que des politiques et processus de gestion des risques efficaces sont en place pour assurer la conformité à ces limites afin de maintenir un bon équilibre entre le risque et le rendement. Le processus de gestion des risques d'OPG vise à évaluer, sur une base continue, l'efficacité des activités d'atténuation pour les principaux risques relevés. Les résultats de l'évaluation sont communiqués chaque trimestre au comité de vérification et de gestion des risques.

Aux fins de la communication d'information, certains risques principaux sont présentés dans cinq grandes catégories, soit risques d'exploitation, risques financiers, risques liés à la réglementation, risques d'entreprise et risques environnementaux. Pour chaque catégorie, un certain nombre de menaces ou risques clés sont décrits brièvement.

Risques d'exploitation

Les risques d'exploitation s'entendent des risques qui sont en règle générale inhérents à l'exploitation des installations de production d'électricité. Ils peuvent entraîner l'interruption des activités des centrales ou rendre incertaine la production future. L'ensemble des centrales nucléaires, hydroélectriques et thermiques sont confrontées à des risques en fonction de l'âge des centrales et de la technologie.

OPG est également exposée à des risques d'exploitation liés au portefeuille d'importants projets de développement de capacité de production, en cours ou prévus.

Centrales nucléaires

L'incertitude associée à la production des centrales nucléaires d'OPG découle principalement de l'état

des composantes et systèmes des centrales, qui subissent les effets du vieillissement. Pour relever ce défi, OPG a mis en œuvre des programmes complets d'inspection et de maintenance afin de surveiller le rendement et de déterminer quelles sont les mesures correctives requises pour lui permettre d'exercer ses activités de façon fiable et selon les paramètres de conception.

Il arrive que des composantes des centrales se détériorent de manière inattendue, forçant les exploitants à intensifier la surveillance, à mener d'importants travaux de réparation ou à prendre des mesures correctives exceptionnelles. Le déclassement d'une unité nucléaire pourrait survenir afin de maintenir une marge d'exploitation sûre. Lorsque des risques imprévus surgissent, un programme de surveillance précis est établi. La principale incidence de ces nouveaux risques sur OPG est une augmentation des coûts d'exploitation à long terme. L'atténuation de tels risques pourrait engendrer des travaux supplémentaires pendant les interruptions, ce qui pourrait accroître le nombre d'interruptions ou prolonger la durée des interruptions planifiées.

L'électricité produite par les centrales nucléaires produit des déchets nucléaires. OPG est responsable de la gestion du combustible irradié, des déchets de faible activité et de moyenne activité et du déclassement de ses centrales nucléaires. Il n'y a pas à l'heure actuelle d'installations pour le stockage permanent du combustible irradié ou des déchets de faible activité et de moyenne activité au Canada, et la CCSN n'a pas non plus octroyé de permis pour ce type d'installations. Afin de répondre à ce besoin, OPG est actuellement en train d'aménager un dépôt géologique en profondeur pour le stockage centralisé des déchets de faible activité et de moyenne activité sur le site de Bruce. OPG a conclu un contrat avec la SGDN portant sur la gestion du projet de dépôt géologique des déchets de faible activité et de moyenne activité au moyen du processus réglementaire, au nom d'OPG. La SGDN élabore aussi des plans pour le stockage permanent du combustible irradié. Dans l'intervalle, OPG stocke et gère le combustible irradié sur les sites de ses centrales nucléaires. Le risque résiduel demeure les activités de gestion des déchets nucléaires puisqu'elles dépendent de multiples facteurs variables comme la performance humaine, le soutien des collectivités et les exigences réglementaires.

Centrales hydroélectriques

En raison des conditions climatiques changeantes, les prévisions relatives aux niveaux d'eau pour la production hydroélectrique comportent une incertitude inhérente. Cette incertitude se répercute inévitablement sur les prévisions de production hydroélectrique. OPG gère ce risque lié aux conditions hydrologiques au moyen de modèles de prévisions de production, qui tiennent compte des caractéristiques d'efficacité, des conditions hydrologiques et des indisponibilités prévues. Les données sont évaluées par rapport aux modèles, examinées et rajustées sur une base continue. Le risque associé à l'incertitude à l'égard des niveaux d'eau est partiellement atténué par le compte d'écarts relatif aux conditions hydrologiques établi pour les centrales hydroélectriques réglementées d'OPG.

L'âge des centrales hydroélectriques d'OPG varie. Plus de 75 % des centrales hydroélectriques ont plus de 50 ans. L'âge de l'équipement et des composantes civiles crée des risques pour la fiabilité de certaines centrales hydroélectriques. OPG gère ce risque lié à la fiabilité en effectuant des travaux de maintenance continus des principales composantes, des examens techniques, des évaluations de l'état des centrales, ainsi que des inspections pour déterminer les travaux qui seront nécessaires au maintien et, au besoin, à la mise à niveau des centrales.

Le secteur Production hydroélectrique exploite 239 barrages à l'échelle de la Province. Il n'existe pas à l'heure actuelle de législation sur la sécurité des barrages dans la Province, mais le ministère des Ressources naturelles envisage actuellement d'en adopter une. Bien que la législation sur la sécurité des barrages et la sécurité publique soit encore au stade de conception, OPG a des programmes bien établis fondés sur des principes directeurs suivis dans l'industrie. Le ministère des Ressources naturelles a élaboré un projet de règlement sur la sécurité des barrages qui devrait être adopté en 2010. Le règlement pourrait en bout de ligne entraîner des dépenses d'améliorations structurelles pour plusieurs des installations hydroélectriques d'OPG.

OPG a une politique sur les relations avec les autochtones qui définit son engagement de nouer et d'entretenir des relations positives avec les autochtones de l'Ontario. OPG a réussi à résoudre certains griefs historiques. Cependant, l'issue des négociations en cours et futures avec les

collectivités autochtones dépend d'un certain nombre de facteurs, y compris les lois et règlements et le soutien continu aux collectivités autochtones, qui peuvent changer avec le temps. Les précédents créés par les décisions des tribunaux ont aussi une incidence sur les négociations et la résolution de griefs historiques.

Centrales thermiques

En mai 2008, la Province a annoncé de nouveaux plafonds annuels d'émissions de CO₂ pour les centrales alimentées au charbon d'OPG afin d'assurer qu'elles réduisent d'ici 2011 leurs émissions des deux tiers par rapport aux niveaux de 2003. OPG a élaboré une stratégie afin de mettre en place les mesures de réduction sur une base prévisionnelle.

En septembre 2009, en collaboration avec le ministère de l'Énergie et de l'Infrastructure, OPG a annoncé sa décision de fermer deux unités à chacune de ses centrales alimentées au charbon Lambton et Nanticoke. La fermeture des unités est prévue en octobre 2010. Les paiements reçus par OPG au titre de l'entente de soutien d'urgence avec la SFIEO seront réduits afin de tenir compte de la fermeture prématurée des centrales au charbon.

En dépit de l'annonce concernant l'élimination progressive des centrales au charbon d'ici la fin de 2014, OPG est tenue de faire la maintenance de ses centrales au charbon afin qu'elles produisent le volume requis d'électricité et de services auxiliaires au besoin. La capacité d'OPG de continuer à exploiter ses centrales thermiques dépend de l'état de l'équipement. Des évaluations des risques techniques et de l'état de l'équipement servent à mettre sur pied un programme de travaux de maintenance adéquat pour le profil d'exploitation d'une unité donnée. Toutefois, si le programme de travaux n'est pas bien exécuté, cela peut entraîner de longues interruptions forcées.

La stratégie d'OPG pour ses actifs thermiques à long terme est de poursuivre, dans la mesure de sa faisabilité, la conversion de ses unités au charbon à d'autres combustibles comme la biomasse, le gaz naturel et la biénergie gaz-biomasse. OPG exige de conclure une entente de recouvrement des coûts avec l'OEO quant à la conversion des unités et à l'électricité produite après la conversion, avant de chercher à obtenir l'approbation du conseil d'administration de procéder à la conversion d'unités. OPG est en pourparlers avec le ministère

de l'Énergie et de l'Infrastructure en vue d'émettre une directive à l'OEO concernant la négociation d'une ou de plusieurs ententes de recouvrement des coûts avec OPG. OPG continue également d'évaluer les aspects techniques et touchant la chaîne d'approvisionnement relatifs à la conversion des unités, afin d'assurer que la conversion à la biomasse sera viable du point de vue économique.

Principaux projets de développement

OPG a entrepris de nombreux projets visant à améliorer et à élargir son parc de centrales. Ces projets sont hautement capitalistiques et nécessitent des investissements importants en termes de ressources. OPG pourrait subir certaines conséquences si elle se révélait incapable de gérer ces projets selon les critères établis en termes de coûts, d'échéancier et de qualité, si elle n'arrivait pas à emprunter les capitaux nécessaires, ou si elle ne recouvrait pas en entier ses dépenses en capital et ses coûts d'exploitation. Les principaux projets comprennent d'éventuelles nouvelles unités de production à la centrale nucléaire Darlington, la remise en état potentielle des centrales nucléaires existantes, le projet du tunnel de Niagara et d'autres projets liés à la production hydroélectrique et thermique.

Nouvelles unités de production nucléaire

Le processus de DP concurrentielles du gouvernement de l'Ontario portant sur l'achat prévu de deux nouveaux réacteurs nucléaires pour la centrale Darlington a été suspendu le 29 juin 2009. Dans son annonce, le gouvernement a indiqué que le processus ne constituait pas pour l'Ontario une option appropriée à ce moment. Les offres qui ont été reçues durant le processus ont par la suite expiré. Le gouvernement n'a pas encore annoncé ses plans révisés en vue de l'achat de deux nouveaux réacteurs nucléaires. OPG poursuit deux initiatives en cours, soit le processus d'évaluation environnementale et l'obtention d'un permis visant la préparation d'un emplacement. L'EIE et la demande de permis visant la préparation d'un emplacement ont été soumis à l'ACEE et à la CCSN le 30 septembre 2009. Le 16 novembre 2009, la commission d'examen conjoint a annoncé le début d'une période d'examen de six mois pour l'EIE et le permis visant la préparation d'un emplacement. Le 3 février 2010, la commission d'examen conjoint a demandé de l'information supplémentaire à l'appui de l'EIE et de la demande de permis visant la préparation d'un emplacement. Le moment où le choix du fournisseur de réacteurs nucléaires se fera

continue d'engendrer de l'incertitude. Si un fournisseur de réacteurs nucléaires était choisi, OPG pourrait mieux cerner les risques associés au projet.

Remise à neuf de la centrale Darlington

La remise à neuf de la centrale nucléaire de Darlington devrait en prolonger la durée de vie. Si les objectifs de la remise à neuf n'étaient pas atteints, cela pourrait entraîner d'autres interruptions et limiter la durée de vie utile après remise à neuf de la centrale. Afin d'atténuer ce risque, et dans le cadre du processus de planification initiale du projet, l'état des composantes de tous les systèmes de la centrale est inspecté. Ce travail consiste à évaluer l'état actuel des systèmes et à déterminer les travaux à exécuter pendant l'interruption prévue pour la remise à neuf. De plus, les travaux de base de remise à neuf portent sur d'importantes composantes à durée limitée comme les tubes de force. Un EIS détaillé et une évaluation environnementale seront également réalisés afin de déterminer s'il faut élargir la portée des travaux pour satisfaire les exigences réglementaires et environnementales.

Maintien en activité de la centrale Pickering B

En février 2010, OPG a annoncé sa décision de maintenir en activité, de façon sécuritaire et fiable, sa centrale nucléaire Pickering B. Selon les prévisions actuelles, les unités de la centrale Pickering B devraient atteindre leur fin de vie nominale entre 2014 et 2016. OPG a entrepris une série coordonnée d'initiatives pour évaluer la possibilité de maintenir en activité, en toute sûreté et fiabilité, la centrale Pickering B pendant quatre à six années de plus. Les facteurs de risque comprennent la découverte de situations imprévues, des pannes d'équipement, le besoin d'apporter des modifications importantes à la centrale et l'obtention de l'approbation de la CCSN. L'incapacité de maintenir la centrale Pickering B en activité pourrait réduire les revenus d'OPG si la centrale Pickering B était fermée, ce qui pourrait entraîner l'arrêt de la centrale Pickering A. Afin d'atténuer ces risques, OPG a entrepris des activités comme des travaux de gestion du cycle de vie des canaux de combustible, une stratégie en matière de réglementation et une analyse économique à l'appui des dates de fin de vie optimales des réacteurs, et la modification de la stratégie d'exploitation et de maintenance à l'appui du maintien en activité de la centrale.

Tunnel de Niagara

En juin 2009, suivant les recommandations du comité d'examen des litiges, OPG et l'entrepreneur ont signé un contrat de conception-construction modifié comportant des coûts et un échéancier cibles révisés. Les coûts et le calendrier cibles tenaient compte des conditions souterraines difficiles rencontrées et des travaux d'excavation du tunnel et d'installation du revêtement nécessaires pour accélérer l'achèvement du tunnel. Le contrat modifié comprend la prise de mesures incitatives et désincitatives visant à atteindre les coûts et le calendrier cibles. Au 31 décembre 2009, le tunnelier avait progressé de 5 481 mètres (54 % de la longueur du tunnel). Les travaux d'installation du tiers inférieur du revêtement en béton permanent du tunnel sont en avance sur l'échéancier. La restauration de la section circulaire du tunnel avant l'installation des deux tiers supérieurs du revêtement en béton a commencé, comme prévu, en septembre 2009. L'installation des deux tiers supérieurs du revêtement en béton devrait commencer au printemps 2010.

Les coûts et le calendrier des travaux d'excavation du tunnel et d'installation du revêtement continuent à créer des incertitudes. Un certain nombre de facteurs contribuent à cette incertitude, y compris les conditions souterraines difficiles. Certaines marges pour conditions souterraines différentes ont été incluses dans l'estimation des coûts et l'échéancier. Les bris de pièces d'équipement importantes sont aussi un facteur de risque. Pour atténuer ce risque, l'entrepreneur inspecte l'équipement et s'assure que des programmes de maintenance sont mis en œuvre, et que des pièces de rechange sont disponibles, afin de réduire au minimum les retards éventuels. L'avancement des travaux de restauration de la section circulaire du tunnel pose aussi un risque. L'entrepreneur prévoit des mesures d'atténuation comme une prolongation du temps de travail et l'utilisation d'équipement additionnel.

Certaines étapes du projet qui n'ont pas encore commencé, comme l'installation des deux tiers supérieurs du revêtement en béton et le coulage du béton précontraint, créent également des incertitudes. Des marges ont été incluses dans l'estimation des coûts et l'échéancier relativement à ces incertitudes. Enfin, des événements comme la formation de fissures ou une inondation du tunnel sont aussi un risque potentiel. Le fournisseur a mis en œuvre des programmes appropriés

de surveillance de la convergence du tunnel et du batardeau, et mis en place des programmes rigoureux d'intervention en cas d'urgence, qui prévoient des exercices d'intervention d'urgence et l'installation d'équipement et de matériel redondant sur les lieux, afin de réduire au minimum les incidences d'un tel événement s'il devait se produire.

Autres projets de développement

OPG participe à de nombreux autres projets de développement de centrales hydroélectriques, dont les projets Upper Mattagami et Hound Chute et Lower Mattagami. Ces projets comportent de nombreux risques, y compris la hausse des coûts, la non-disponibilité du matériel et de l'équipement, et les retards d'obtention des permis et des approbations.

Bien qu'au début de la récession économique le prix de beaucoup de fournitures ait baissé, le coût de l'équipement et les coûts de construction des projets de développement n'ont pas baissé par la suite. Avec la reprise économique et la hausse des investissements publics dans les infrastructures, le coût de l'équipement et les coûts de construction pourraient remonter. OPG surveillera les coûts de ces intrants de production et les tendances afin d'être informée des problèmes nouveaux. OPG veillera à gérer et à limiter toute hausse des coûts par des stratégies appropriées d'attribution de contrats.

Pour les projets qui en sont aux étapes initiales, comme le projet Lower Mattagami, les retards imprévus dans la réception des permis ou des approbations, qui pourraient toucher diverses parties prenantes externes, pourraient entraîner des retards dans l'avancement des travaux ou, au bout du compte, l'annulation d'un projet. OPG s'efforce d'atténuer les risques associés aux retards d'obtention des permis et des approbations en contactant rapidement les organismes gouvernementaux concernés et en restant constamment en communication avec eux, en consultant diligemment les parties prenantes externes et en surveillant continuellement le succès de l'entrepreneur au chapitre de l'obtention des permis.

Demande et offre d'électricité

La Loi sur l'énergie verte devrait assurer la fourniture d'une importante quantité d'électricité additionnelle à partir de sources d'énergie renouvelable. Compte tenu de l'ajout potentiel par

d'autres producteurs de quantités importantes de sources d'énergie renouvelable non acheminables, en vertu de la Loi sur l'énergie verte, les activités futures d'OPG pourraient être touchées de manière importante. L'interconnexion entre l'Ontario et le Québec, qui a été mise en service en juillet 2009, accroît également la possibilité que la production d'OPG soit supplantée.

La baisse de la demande primaire due au repli économique, conjuguée à l'augmentation des sources de production et à l'incidence de l'interconnexion entre l'Ontario et le Québec, pourrait forcer OPG à procéder à des déversements d'eau à ses centrales hydroélectriques et à réduire la production de ses centrales thermiques et nucléaires. Une ou plusieurs de ces situations pourraient entraîner une importante baisse des revenus d'OPG et, du coup, une hausse potentielle des coûts.

Les prix du marché demeurent bas et devraient le rester dans un avenir prévisible.

Risques financiers

OPG est exposée à un certain nombre de risques liés au marché financier qui pourraient avoir une incidence défavorable sur son rendement financier et son exploitation. Bon nombre de ces risques découlent de l'exposition d'OPG au risque lié à la volatilité des marchés des marchandises, des marchés boursiers et des taux de change, et des fluctuations des taux d'intérêt. Les coûts liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite peuvent subir l'incidence de la volatilité de ces divers marchés et des fluctuations des taux d'intérêt. OPG gère

ces nombreux risques complexes afin de réduire l'incertitude ou d'atténuer leur incidence négative potentielle sur les résultats financiers de la Société. En dépit des mesures de gestion des risques prises par OPG, il existe un risque résiduel d'incidence négative sur les résultats financiers en raison de la volatilité des marchés.

Marchés des marchandises

Des hausses imprévisibles du prix des combustibles servant à produire l'électricité pourraient avoir des répercussions négatives sur le bénéfice d'OPG. Afin de gérer ce risque, la Société a des programmes de couverture sur combustibles qui comprennent des contrats à prix fixes et à prix indexés. Le risque d'OPG associé aux variations des coûts du combustible requis pour les activités nucléaires est surtout atténué par le compte d'écarts sur combustible nucléaire établi par la CEO dans sa décision à l'égard des montants des paiements réglementés d'OPG.

Les revenus d'OPG sont également touchés par les variations du prix du marché général ou du marché au comptant de l'électricité. La Société prend des mesures, comme effectuer des ventes à terme à prix fixes, pour limiter l'incidence potentielle des variations extrêmes du marché au comptant sur la marge brute. En 2010, une diminution de 1 \$/MWh du prix moyen annuel prévu de l'électricité sur le marché au comptant aurait une incidence d'environ 19 millions de dollars sur la marge brute d'OPG. Une augmentation de 1 \$/MWh du prix ferait augmenter la marge brute d'environ 13 millions de dollars.

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

	2010	2011	2012
Production estimative couverte ¹	82 %	82 %	82 %
Besoins en combustible estimatifs couverts ²	100 %	84 %	59 %
Exigences en matière d'émissions de monoxyde d'azote (« NO ») estimatives couvertes ³	100 %	100 %	100 %
Exigences en matière d'émissions de SO ₂ estimatives couvertes ³	100 %	100 %	100 %

¹ Représente la tranche en mégawattheures de la production future prévue, y compris les achats d'électricité, pour laquelle la Société détient des engagements et des contrats de vente, y compris les obligations en vertu d'engagements de prix réglementés, les conventions avec la SIERE et la SFIEO, et les ventes aux enchères de l'OEO.

² Représentent la tranche approximative en mégawattheures de la production prévue (et les objectifs de fin d'exercice pour le stock de combustible pour la production thermique) de tous les types d'installations (thermiques et nucléaires) pour laquelle OPG a conclu des ententes ou a des obligations contractuelles pour garantir la disponibilité prévue ou le prix du combustible. Le combustible excédentaire en stock pendant une année donnée est attribué à l'année suivante afin de mesurer les ratios de couverture.

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

Marchés boursiers

La volatilité ou une perte imprévue attribuable à la baisse de la valeur du marché des titres de capitaux propres et/ou des indices boursiers aurait une incidence négative sur la valeur des actifs des Fonds nucléaires et des régimes de retraite d'OPG.

Risque de marché des Fonds nucléaires

Le solide rendement des marchés des capitaux mondiaux en 2009 a eu une incidence positive sur la valeur de marché des placements détenus dans le Fonds de déclasserment. Bien que le Fonds de déclasserment ait été sous-financé à la fin de 2009, OPG n'est pas tenue, aux termes de l'ONFA conclue entre OPG et la Province, d'augmenter les cotisations au Fonds de déclasserment avant l'approbation, en 2011, d'un nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA.

En ce qui a trait au Fonds pour combustible irradié, la Province garantit un taux de rendement annuel de 3,25 %, plus la variation de l'indice des prix à la consommation de l'Ontario, pour les premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié. Par conséquent, une variation de la valeur du fonds liée à la première tranche de 2,23 millions de grappes n'a pas d'incidence sur le bénéfice d'OPG. Le 31 décembre 2009, OPG a fait une cotisation de 31 millions de dollars à l'égard de grappes de combustible additionnelles au-delà de la première tranche de 2,23 millions. Contrairement aux cotisations désignées pour la première tranche de 2,23 millions de grappes de combustible, les fonds réservés pour les grappes additionnelles ne sont pas assujettis à la garantie de rendement de la Province, et OPG assume donc le risque de marché lié à de tels investissements.

Le rendement des Fonds nucléaires liés aux centrales louées à Bruce Power dépend du compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce créé par OPG. Le compte d'écarts atténue partiellement le risque de marché pour les Fonds nucléaires, car il englobe les écarts entre le bénéfice réel et prévu des Fonds nucléaires liés aux centrales nucléaires louées à Bruce Power.

Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

Les avantages postérieurs à l'emploi d'OPG comprennent les régimes de retraite, une assurance-vie collective, une assurance de soins de santé et une assurance en cas d'invalidité prolongée. Les régimes de retraite agréés de la Société sont des régimes

contributifs à prestations déterminées, indexés pour tenir compte de l'inflation et couvrant la plupart des employés et des retraités.

Les cotisations aux régimes de retraite d'OPG sont calculées au moyen d'évaluations actuarielles, qui sont déposées auprès des organismes de réglementation appropriés au moins tous les trois ans. La plus récente évaluation du régime de retraite agréé d'OPG déposée a été effectuée en date du 1^{er} janvier 2008. Par suite de cette évaluation, OPG versera en 2010 des cotisations annuelles d'environ 270 millions de dollars au régime de retraite. La prochaine évaluation du régime de retraite d'OPG devra être effectuée en date du 1^{er} janvier 2011 au plus tard. Le montant des cotisations pour 2011 et pour les deux années suivantes dépendra d'un certain nombre de facteurs, y compris le rendement futur des placements et les modifications des hypothèses actuarielles.

Les coûts et les obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont calculés en fonction d'hypothèses, notamment le taux de rendement à long terme des actifs des régimes, les taux d'actualisation des obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, les prévisions à l'égard du nombre d'années de service des employés, les augmentations de salaire, l'inflation et les taux tendanciels du coût des soins de santé. Ces hypothèses peuvent faire l'objet de modifications importantes, étant donné qu'elles nécessitent un jugement et comportent des incertitudes. Les hypothèses les plus importantes utilisées dans le calcul du montant net des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite comprennent les taux d'actualisation des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, le rendement prévu des actifs des caisses de retraite et le taux d'inflation prévu des prestations de retraite.

Les actifs des régimes, les obligations au titre des prestations à verser, les charges au titre des régimes de retraite et des avantages postérieurs à la retraite et les cotisations aux régimes de retraite pourraient être considérablement touchés dans l'avenir par des modifications notables des hypothèses par suite de fluctuations sur les marchés des capitaux, des gains et pertes actuariels, des modifications des régimes ou des exigences réglementaires, des dessaisissements et l'incertitude quant à l'exactitude de l'évaluation actuarielle.

Marchés de change et de taux d'intérêt

Les résultats financiers d'OPG sont exposés au risque de la volatilité du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain, puisque les combustibles achetés pour les centrales thermiques et les centrales nucléaires sont payés en dollars américains. L'ampleur de cette volatilité est en grande partie tributaire du volume de combustible acheté. En outre, le prix du marché de l'électricité en Ontario est assujéti au taux de change en raison de l'interaction entre les marchés interconnectés de l'Ontario et des États américains avoisinants. Pour gérer ce risque, OPG a recours à divers instruments financiers, comme les contrats à terme et les dérivés, conformément aux politiques de gestion des risques approuvées.

OPG court un risque de taux d'intérêt pour ses programmes d'emprunts et de placements à court terme. La majeure partie de la dette existante d'OPG porte intérêt à des taux fixes. Le risque de taux d'intérêt découle du besoin de souscrire de nouveaux financements et de l'ajout possible de dettes à taux variable. Ce risque est géré par un éventail d'activités de couverture au moyen d'instruments dérivés, en conformité avec les politiques de gestion des risques de la Société. OPG recourt périodiquement à des swaps de taux d'intérêt pour atténuer des éléments de risque de taux d'intérêt associés à du nouveau financement prévu. Au 31 décembre 2009, OPG avait des swaps de taux d'intérêt en cours d'un notional de 490 millions de dollars.

Négociation

Les activités de négociation d'OPG sont étroitement surveillées, et l'évaluation des risques globaux ainsi que les rapports sur ces évaluations sont présentés à la haute direction quotidiennement. Le risque lié aux activités de négociation est évalué au moyen d'une mesure connue sous le nom de « valeur à risque » ou « VaR », définie comme la perte potentielle future d'un portefeuille en termes monétaires, en fonction de conditions de marché normales et pour une période déterminée. En 2009, l'utilisation de la VaR a fluctué dans une fourchette allant de 0,5 million de dollars à 2,6 millions de dollars, alors qu'elle se situait entre 0,9 million de dollars et 4,2 millions de dollars pour 2008.

Crédit

La Société est exposée au risque de crédit par le truchement des ventes et des activités de négociation d'électricité ainsi que des transactions commerciales avec ses divers fournisseurs de biens et de services. Le risque de crédit associé aux ventes d'électricité d'OPG est considéré comme faible, puisque la plus grande partie des ventes sont effectuées sur le marché au comptant géré par la SIERE. La SIERE surveille le degré de solvabilité de tous les intervenants du marché.

OPG gère le risque lié aux divers fournisseurs ou « risque de contrepartie » en évaluant la situation financière de toutes les contreparties et en s'assurant que des garanties appropriées ou d'autres formes de sûretés sont fournies à OPG.

Le tableau qui suit présente un sommaire de l'exposition d'OPG au risque de crédit lié à toutes les contreparties au 31 décembre 2009 :

Notation de crédit ¹	Nombre de contreparties ²	Risque possible pour les contreparties les plus importantes		
		Risque possible ³	Nombre de contreparties	Risque de contrepartie
		(en millions de dollars)		(en millions de dollars)
Qualité supérieure	32	66	3	40
Qualité inférieure	7	6	2	4
SIERE ⁴	1	420	1	420
Total	40	492	6	464

¹ Les notes sont le résultat de l'analyse faite par OPG, qui s'appuie sur les analyses disponibles des agences de notation externes, de même que sur le soutien de crédit fourni par l'intermédiaire de garanties de la société mère, des lettres de crédit ou d'autres sûretés fournies.

² Les contreparties d'OPG sont définies par chaque accord global.

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

⁴ Le risque de crédit assumé par la SIERE a atteint un sommet de 854 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 et de 897 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008.

Liquidités

OPG exerce ses activités dans un secteur hautement capitalistique. Des ressources financières importantes sont nécessaires au financement des projets d'amélioration des immobilisations et des programmes de maintenance connexes des centrales. De plus, la Société a d'autres dépenses importantes comme les investissements dans de nouvelles capacités de production, les obligations de capitalisation annuelles en vertu de l'ONFA, la capitalisation des régimes de retraite et le remboursement de dettes à l'échéance auprès de la SFIEO. OPG doit s'assurer d'avoir la capacité financière et un accès suffisant à du financement rentable pour financer ses besoins de capitaux. La section *Situation de trésorerie et sources de financement* traite plus en détail des liquidités de l'entreprise.

Risques liés à la réglementation

OPG est assujettie à la réglementation de divers organismes comme la CEO et la CCSN. Les risques associés au fait d'être une entité réglementée comprennent l'incapacité possible de récupérer au complet les capitaux investis et les coûts d'exploitation, la baisse des revenus et l'augmentation des coûts d'exploitation. Les incidences défavorables de ces risques sont atténuées en maintenant des relations étroites avec les organismes de réglementation et les organismes émetteurs de normes et de codes afin de relever rapidement les problèmes et d'en discuter.

Réglementation des tarifs

Les tarifs de l'électricité produite par la plupart des installations hydroélectriques de base d'OPG et la totalité de ses installations nucléaires sont établis par la CEO au moyen d'une méthode fondée sur une prévision du coût du service. Les tarifs réglementés seront en vigueur jusqu'à la date de prise d'effet de la prochaine ordonnance de la CEO à l'égard des montants des paiements. Comme c'est le cas pour tous les tarifs réglementés établis au moyen de la méthode fondée sur une prévision des coûts du service, il y a un risque que les tarifs établis par l'organisme de réglementation ne permettent pas de recouvrer tous les coûts réels engagés au titre des activités à tarifs réglementés ou que les activités à tarifs réglementés ne génèrent pas un rendement au taux approuvé.

L'évaluation des actifs et des passifs réglementaires repose sur certaines estimations et hypothèses, y compris des hypothèses posées relativement à l'interprétation des décisions de la CEO et de la

réglementation. Ces estimations et hypothèses seront examinées dans le cadre du processus réglementaire de la CEO.

Exigences de la réglementation nucléaire

L'incertitude associée aux exigences de la réglementation nucléaire est liée surtout au vieillissement des centrales, aux risques technologiques et aux modifications des codes techniques. Le fait de satisfaire à ces exigences de façon proactive contribue à hausser les coûts d'exploitation et peut, dans certains cas, entraîner une réduction de la capacité de production d'une centrale ou le remplacement précoce d'une composante.

Risques d'entreprise

Les principaux risques qui ont une incidence possible sur les activités, la réputation, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives d'OPG sont analysés ci-après.

Ressources humaines

OPG continue d'être exposée au risque associé à la disponibilité de ressources compétentes et expérimentées. La gravité de ce risque continuera de demeurer élevée en raison du pourcentage élevé d'employés qui seront admissibles à la retraite. À cet effet, OPG a mis en œuvre une stratégie de renouvellement du personnel, qui comporte des stratégies d'embauche, la planification de la main-d'œuvre et une analyse continue du potentiel de pénurie.

Bien que tout indique, après la récente récession, qu'OPG saura à court terme attirer du personnel qualifié et le maintenir en poste, rien ne garantit qu'elle pourra le faire dans un avenir plus lointain.

OPG a démontré son engagement renouvelé à bâtir et à renforcer ses capacités internes en élaborant un modèle intégré de compétences en leadership, en orientant ses efforts sur la planification de la relève et en améliorant le programme de formation du personnel d'encadrement.

Santé et sécurité

Il existe, chez OPG, une solide culture de la sécurité, démontrée par l'amélioration continuelle des systèmes de gestion de la sécurité et du programme de contrôle des risques. L'importance de la sécurité est sans cesse renforcée dans les règles de sécurité de la Société, qui insistent sur la nécessité d'avoir des normes plus élevées en matière de

responsabilité et de formation dans les secteurs à risque élevé.

Réputation de l'entreprise

À titre de fournisseur d'une partie importante de l'électricité de la Province, il est essentiel pour OPG de maintenir une réputation sans tache. OPG s'efforce d'établir et de maintenir sa réputation au moyen de nombreuses pratiques, y compris des programmes d'engagement social à l'échelle de la Province, des pratiques de gouvernance appropriées et transparentes et la communication efficace avec les parties prenantes. En outre, OPG met sur pied des programmes d'amélioration continue de diverses activités d'assurance et de gestion des risques.

Propriété provinciale

La Province détient la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de la Société. Par conséquent, la Province a le pouvoir de déterminer la composition du conseil d'administration de la Société et d'exercer une influence directe sur les grandes décisions d'affaires de l'entreprise. Des intérêts contradictoires peuvent également opposer OPG et la Province en raison de l'obligation de cette dernière de réagir sur une foule de questions comme la réglementation du secteur de l'électricité de l'Ontario, la réglementation des questions environnementales, la répartition des coûts de gestion des déchets nucléaires entre OPG et la Province, la réduction de la dette restante des revenus du secteur de l'électricité, et toute vente future par la Province de la totalité ou d'une partie des actifs ou des actions ordinaires de la Société, et l'établissement du montant des paiements que la Société doit faire à la Province par voie de dividendes ou d'impôts. OPG est déterminée à atteindre l'excellence opérationnelle, à maintenir de bonnes relations avec les diverses parties prenantes et à maximiser le rendement de ses actifs.

Marchés de l'électricité interconnectés

OPG dépend de la capacité et de la fiabilité des réseaux de transport et d'interconnexion de tiers pour accéder aux marchés interconnectés. Une grande majorité des ventes d'OPG se font par l'entremise de la SIERE. Il existe un risque résiduel qu'OPG ne puisse pas fournir ou vendre de l'électricité aux marchés interconnectés en raison de contraintes liées à l'exploitation ou à la réglementation sur les réseaux de transport et de distribution.

La capacité d'OPG d'accéder à certains marchés de l'électricité interconnectés dépend de nombreux facteurs externes, y compris : le coût du transport de l'électricité vers ces marchés; le prix de l'électricité dans ces marchés; la concurrence exercée par d'autres producteurs et vendeurs d'électricité; l'état de la déréglementation en Ontario et dans les marchés interconnectés; les taux de change; toute nouvelle barrière commerciale; la détention d'un permis fédéral; et les coûts pour se conformer aux normes environnementales imposées par ces marchés. Rien ne garantit qu'OPG continuera de livrer concurrence avec succès dans les marchés interconnectés.

Ententes de location et partenariats

OPG a loué ses centrales nucléaires Bruce à Bruce Power et est partie à diverses ententes de partenariat relatives à la propriété et à l'exploitation des centrales nucléaires. Ces centrales sont toutes exposées à divers risques opérationnels, financiers, réglementaires et environnementaux.

De plus, en vertu du contrat conclu avec Bruce, les revenus tirés du contrat sont réduits chaque année civile où la moyenne arithmétique annuelle du PHEO chute sous les 30 \$/MWh et si certaines autres conditions sont respectées. La réduction conditionnelle des revenus dans l'avenir, prévue dans le contrat conclu avec Bruce, est traitée comme un dérivé selon le chapitre 3855, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », du *Manuel de l'ICCA*. Les dérivés sont évalués à la juste valeur et les variations de la juste valeur sont constatées à l'état des résultats. En raison de l'importante réduction du PHEO moyen, la juste valeur du dérivé a augmenté pour s'établir à 118 millions de dollars en 2009. Le risque demeurera jusqu'à ce que les unités de Bruce qui sont soumises à ce mécanisme cessent leurs activités, que certaines unités soient remises en état ou que le contrat de location prenne fin. Ce risque est atténué dans le cadre du processus réglementaire de la CEO, car les revenus tirés de la location des centrales Bruce sont inclus dans l'établissement des prix réglementés.

Technologies de l'information

La capacité d'OPG de mener ses activités de manière efficace dépend en partie de l'infrastructure complexe des systèmes de technologie de l'information que la Société doit mettre au point ou sous-traiter et gérer. Des pannes de systèmes, ou l'incapacité d'OPG de faire en sorte que ses systèmes de TI soient alignés sur les conditions

changeantes du marché et les objectifs d'affaires stratégiques pourrait avoir une incidence négative sur les résultats d'exploitation et financiers de la Société. OPG surveille de près ses besoins en matière de systèmes et de services de technologie de l'information et a récemment négocié une nouvelle entente d'impartition en technologies de l'information.

Fournisseurs

La capacité d'OPG de mener ses activités de manière efficace dépend aussi en partie de son accès à des fournisseurs d'équipement, de matériel et de services. La perte de fournisseurs clés d'équipement, de matériel et de services pourrait avoir une incidence négative sur les résultats d'exploitation et financiers de la Société. OPG atténue ce risque dans la mesure du possible par la négociation efficace de contrats et par l'emploi de solides libellés, ainsi que par une surveillance et une diversification de ses fournisseurs.

Événements naturels ou imprévus

OPG est exposée à des incidents ou à des événements comme des catastrophes naturelles ou une pandémie d'influenza qui pourraient menacer la sécurité des diverses parties prenantes, ainsi que la poursuite de ses activités. Il pourrait se produire un événement important pour lequel OPG n'est pas pleinement assurée ou ne serait pas indemnisée, ou une partie pourrait ne pas respecter ses obligations en matière d'indemnisation.

Le programme de gestion des situations d'urgence d'OPG est conçu pour assurer la poursuite des activités et réagir à des incidents ou événements qui pourraient menacer la sécurité des parties prenantes. Le programme vise à protéger la santé et la sécurité des employés, du public et des intervenants d'urgence, l'environnement et les actifs et la réputation d'OPG. Les éléments du programme sont conçus pour répondre aux exigences légales et réglementaires.

Risques environnementaux

Des modifications des lois environnementales pourraient créer des risques de conformité et donner lieu à des responsabilités éventuelles qui pourraient nécessiter l'installation de technologies de contrôle, l'achat de crédits de réduction des émissions, de quotas ou de crédits compensatoires, ou la réduction de la production d'électricité. En outre, certaines des activités d'OPG peuvent nuire à l'habitat naturel, mettre en péril la faune et la flore

aquatiques et terrestres, ou contaminer les sols et l'eau, ce qui nécessiterait la prise de mesures de décontamination. Par ailleurs, le fait d'enfreindre les lois environnementales applicables pourrait donner lieu à des mesures coercitives, y compris des ordonnances ou des accusations.

Si le gouvernement de l'Ontario met en œuvre un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission des GES, cela risque d'entraîner des coûts importants pour l'achat de quotas ou de crédits compensatoires pour contrer les émissions de GES provenant de la production brûlant du charbon, du pétrole et du gaz naturel. Pour en savoir plus sur la performance et les politiques d'OPG sur le plan environnemental, voir la section intitulée *Vision, activités de base et stratégie*.

OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Étant donné que la Province détient toutes les actions d'OPG, les parties liées comprennent la Province, Infrastructure Ontario et les autres sociétés issues du regroupement d'Ontario Hydro, dont Hydro One Inc. (« Hydro One »), la SIERE et la

SFIEO. Les opérations entre OPG et les parties liées sont mesurées à la valeur d'échange, soit la valeur de la contrepartie qui a été établie et acceptée par les parties liées.

Ces opérations se résument comme suit :

	Revenus	Charges	Revenus	Charges
(en millions de dollars)	2009		2008	
Hydro One				
Ventes d'électricité	20	-	35	-
Services	-	13	-	7
Province d'Ontario				
Frais sur les revenus bruts et les droits d'utilisation de l'eau et impôt foncier	-	146	-	151
Garanties	-	4	-	4
Garantie du taux de rendement du Fonds pour combustible irradié	-	493	-	(971)
Excédent de capitalisation du Fonds de déclassement	-	-	-	(3)
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts et impôt foncier de remplacement	-	224	-	215
Intérêts débiteurs sur les effets à long terme	-	210	-	215
Impôts sur le capital	-	31	-	36
Impôts sur les bénéfices	-	221	-	88
Entente de soutien d'urgence	412	-	-	-
Infrastructure Ontario				
Remboursement des charges engagées durant l'approvisionnement de nouvelles unités de production nucléaire	-	21	-	-
SIERE				
Ventes d'électricité	4 434	31	5 330	127
Rabais associé à la limite de revenus	(27)	-	(277)	-
Services connexes	153	-	155	-
Divers	6	-	-	-
	4 998	1 394	5 243	(131)

Au 31 décembre 2009, les débiteurs comprenaient une somme de 2 millions de dollars (néant en 2008) à recevoir de Hydro One et une somme de 189 millions de dollars (207 millions de dollars en 2008) à recevoir de la SIERE. Les crédetes

et les charges à payer au 31 décembre 2009 comprenaient une somme de 3 millions de dollars (1 million de dollars en 2008) à payer à Hydro One et une somme de 21 millions de dollars (néant en 2008) à payer à Infrastructure Ontario.

GOVERNANCE

Le Règlement 58-101, *Information concernant les pratiques en matière de gouvernance*, a été mis en application par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières pour donner une plus grande transparence sur le marché à l'égard des pratiques en matière de gouvernance des émetteurs. L'information concernant le conseil d'administration d'OPG se présente comme suit :

Conseil d'administration et administrateurs

Le conseil d'administration d'OPG est constitué de 12 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, les gouvernements et le public. Le conseil exerce sa surveillance indépendante de la direction comme suit : la majorité des membres du conseil sont indépendants de la Société; les réunions du conseil sont tenues au moins six fois par année; une charte a été adoptée pour le conseil et pour chacun des comités du conseil; chaque comité est présidé par un administrateur indépendant, et une partie de chaque réunion du conseil et des comités est réservée afin que les administrateurs se rencontrent en l'absence des membres de la direction. Le conseil délimite le rôle et les responsabilités du président et chef de la direction au moyen de règlements administratifs, de la charte du conseil, des politiques du conseil et des buts et objectifs annuels. Le conseil établit et surveille également le rendement en regard des objectifs du chef de la direction et ceux d'OPG.

Tous les administrateurs présentés sont indépendants aux termes de l'article 1.4 du Règlement 52-110 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières, à l'exception de Tom Mitchell, qui est président et chef de la direction d'OPG.

Administrateurs

Les tableaux qui suivent donnent le nom, la municipalité de résidence, la position au sein de la Société et la fonction principale de chacun des administrateurs de la Société en date du 8 mars 2010.

Jake Epp

Âge : 70 ans
Calgary, Alberta
(Canada)



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

Membre du conseil

d'administration/des comités :	Présences en 2009 :	
Conseil d'administration (depuis décembre 2003)	10 sur 10	100 %
Comité de la rémunération et des ressources humaines (depuis novembre 2004)	10 sur 10	100 %
Comité de gouvernance et de nomination (depuis août 2005)	3 sur 3	100 %
Comité des projets de production nucléaire (depuis novembre 2006)	6 sur 6	100 %
Le président du conseil assiste à toutes les réunions des autres comités	18 sur 18	100 %

Fonction principale : Président du conseil d'administration d'Ontario Power Generation Inc.

Administrateur d'autres émetteurs assujettis : Non

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Appartenance à des conseils d'administration

interdépendants d'autres émetteurs assujettis : Aucune

Tom Mitchell

Âge : 54 ans
Whitby, Ontario
(Canada)



Tom Mitchell a été nommé président et chef de la direction et administrateur d'Ontario Power Generation Inc.

le 1^{er} juillet 2009. M. Mitchell compte plus de 30 ans d'expérience dans le secteur de l'électricité. Depuis qu'il s'est joint à OPG en 2002 à titre de vice-président des activités nucléaires, il a occupé des postes comportant de plus en plus de responsabilités, le plus récent étant celui de chef du nucléaire. À ce poste, il était responsable de la supervision du secteur de la production nucléaire d'OPG qui, en 2008, a vu la production de ses centrales atteindre un sommet depuis la création de la Société en 1999. Avant de se joindre à OPG, M. Mitchell a été vice-président de la division de l'assistance de l'Institute of Nuclear Power Operations (« INPO ») à Atlanta, en Géorgie. Pendant sa carrière à l'INPO, il a assumé des mandats auprès de l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires, de Nuclear Electric, du Royaume-Uni, et de la centrale Peach Bottom Atomic Power Station, dont il a été directeur du soutien opérationnel, ingénieur en chef du site et vice-président du site. M. Mitchell est titulaire d'une maîtrise en génie mécanique de l'Université George Washington et d'un baccalauréat en génie nucléaire de l'Université Cornell.

Membre du conseil**d'administration/des comités :****(depuis le 1^{er} juillet 2009)****Présences en 2009 :**

Conseil d'administration	5 sur 5	100 %
Le président et chef de la direction assiste à toutes les réunions des autres comités, sauf aux réunions/séances à huis clos pour les administrateurs indépendants (depuis le 1 ^{er} juillet 2009)	17 sur 17	100 %

Fonction principale : président et chef de la direction, Ontario Power Generation Inc.

Administrateur d'autres émetteurs assujettis : Non

Indépendance à l'égard d'OPG : non indépendant

Appartenance à des conseils d'administration

interdépendants d'autres émetteurs assujettis : Aucune

Donald Hintz

Âge : 67 ans
Punta Gorda, Floride
(États-Unis)



Avant de prendre sa retraite comme président d'Entergy Corporation, **Donald Hintz** était chargé des actifs de production de 30 000 mégawatts d'Entergy, comprenant dix centrales nucléaires. Avant d'accéder à cette fonction de président, il a été, pendant sept ans, président et chef de la direction d'Entergy Operations Inc. où il a supervisé l'amélioration des activités nucléaires d'Entergy dont le rendement a atteint le premier quartile. M. Hintz est actuellement membre du conseil d'administration d'Entergy Corporation et a été, jusqu'en mai 2008, président de l'American Nuclear Society, une organisation internationale regroupant plus de 10 500 scientifiques et ingénieurs dans le domaine nucléaire. Il est bachelier ès sciences en génie chimique de l'Université du Wisconsin, et il a réussi le programme exécutif en services publics de l'Université du Michigan et le programme de gestion avancée de l'Harvard Business School.

Membre du conseil**d'administration/des comités :****Présences en 2009 :**

Conseil d'administration (depuis octobre 2004)	10 sur 10	100 %
Comité de la rémunération et des ressources humaines (depuis novembre 2004)	9 sur 10	90 %
Comité de l'exploitation nucléaire* (depuis novembre 2004)	4 sur 4	100 %
Comité des projets de production nucléaire (depuis novembre 2006)	6 sur 6	100 %

* Président du comité

Fonction principale : président à la retraite d'Entergy Corporation

Administrateur d'autres émetteurs assujettis :

Entergy Corporation

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Appartenance à des conseils d'administration

interdépendants d'autres émetteurs assujettis : Aucune

Gary Kugler

Âge : 69 ans
Burlington, Ontario
(Canada)



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

Membre du conseil

d'administration/des comités :	Présences en 2009 :	
Conseil d'administration (depuis septembre 2004)	10 sur 10	100 %
Comité de la rémunération et des ressources humaines (depuis décembre 2008)	10 sur 10	100 %
Comité de gouvernance et de nomination (depuis août 2005)	3 sur 3	100 %
Comité de l'exploitation nucléaire (depuis novembre 2004)	4 sur 4	100 %
Comité des projets de production nucléaire (depuis novembre 2006)	6 sur 6	100 %

Fonction principale : Président du conseil d'administration de la Société de gestion des déchets nucléaires

Administrateur d'autres émetteurs assujettis : Non

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Appartenance à des conseils d'administration interdépendants d'autres émetteurs assujettis : Aucune

M. George Lewis

Âge : 49 ans
Toronto, Ontario
(Canada)



George Lewis est chef de groupe, Gestion de patrimoine, RBC Groupe Financier. Il est également président du conseil d'administration de RBC Gestion d'Actifs Inc. Avant sa nomination à sa fonction actuelle, M. Lewis était chef de groupe, Gestion de patrimoine de la plateforme Particuliers et entreprises – Canada, de RBC Groupe Financier, la plus grande banque du Canada, ainsi que chef de tous les produits de ce secteur. Auparavant, il était directeur général, actions, secteur institutionnel à RBC Marchés des Capitaux, chargé des ventes, des négociations et des recherches et a été l'analyste le mieux coté au Canada pendant trois années consécutives. Il possède une vaste expérience dans le secteur des placements et est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires avec distinction de l'Université Harvard et d'un baccalauréat en commerce, avec distinction, du Trinity College de l'Université de Toronto. Il est également analyste financier agréé et comptable agréé, et administrateur accrédité par l'Institut des administrateurs de sociétés. Il siège également au conseil d'administration de la Bloorview Kids Foundation, de la Fondation du diocèse anglican de Toronto et de l'Orchestre symphonique de Toronto. Il est membre et ex-président du conseil d'administration de la Compagnie de l'évêque du diocèse anglican de Toronto ainsi que membre du cabinet et grand donateur de Centraide du Grand Toronto et grand donateur de l'Opération Springboard.

Membre du conseil

d'administration/des comités :	Présences en 2009 :	
Conseil d'administration (depuis février 2005)	9 sur 10	90 %
Comité de vérification et de gestion des risques* (depuis février 2005)	5 sur 5	100 %
Comité de surveillance des fonds d'investissement (depuis mars 2005)	3 sur 3	100 %

* Président du comité

Fonction principale : Chef de groupe, Gestion de patrimoine, RBC Groupe Financier

Administrateur d'autres émetteurs assujettis : Non

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Appartenance à des conseils d'administration interdépendants d'autres émetteurs assujettis : Aucune

David J. MacMillan

Âge : 57 ans
Barnes, Londres
(Royaume-Uni)



David MacMillan est conseiller principal chez Good Energies, un fonds de capital-investissement européen de plusieurs milliards de dollars qui investit dans des entreprises de technologie d'énergie renouvelable et des entreprises et projets d'énergie renouvelable partout dans le monde. Jusqu'au début de 2008, il était également administrateur non dirigeant d'InterGen N.V., un propriétaire-exploitant de centrales pour la production d'électricité en réseau. Il possède une vaste expérience internationale dans le secteur de la production d'électricité, notamment sur le plan des stratégies d'investissement et du financement. M. MacMillan est également un ancien administrateur de Killingholme Power Limited. M. MacMillan est titulaire d'un baccalauréat ès arts et d'une maîtrise ès arts en économie de l'Université McGill.

Membre du conseil**d'administration/des comités : Présences en 2009 :**

Conseil d'administration (depuis septembre 2004)	10 sur 10	100 %
Comité de la rémunération et des ressources humaines (depuis mai 2009)	5 sur 5	100 %
Comité de l'exploitation nucléaire (depuis novembre 2004)	4 sur 4	100 %
Comité des projets importants*	6 sur 6	100 %

* Président du comité

Fonction principale : Conseiller principal – Good Energies

Administrateur d'autres émetteurs assujettis : Non

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Appartenance à des conseils d'administration

interdépendants d'autres émetteurs assujettis : Aucune

Corbin A. McNeill Jr.

Âge : 70 ans
Jackson, Wyoming
(États-Unis)



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

Membre du conseil**d'administration/des comités : Présences en 2009 :**

Conseil d'administration (depuis octobre 2004)	9 sur 10	90 %
Comité de vérification et de gestion des risques (depuis décembre 2008)	5 sur 5	100 %
Comité de gouvernance et de nomination (depuis août 2005)	3 sur 3	100 %
Comité de l'exploitation nucléaire (depuis novembre 2004)	4 sur 4	100 %
Comité des projets de production nucléaire* (depuis novembre 2006)	6 sur 6	100 %

* Président du comité

Fonction principale : Président du conseil d'administration et cochef de la direction à la retraite d'Exelon Corporation

Administrateur d'autres émetteurs assujettis :

Owens-Illinois Inc., Portland General Electric Company

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Appartenance à des conseils d'administration

interdépendants d'autres émetteurs assujettis : Aucune

Peggy Mulligan

Âge : 51 ans
Mississauga, Ontario
(Canada)



Peggy Mulligan est chef de la direction financière chez Biovail Corporation. Elle était jusqu'à tout récemment directrice chez Priiva Consulting. Auparavant, elle était vice-présidente à la direction et chef des finances de Linamar Corporation. Avant son arrivée à Linamar, M^{me} Mulligan a occupé, pendant 11 ans, les postes de première vice-présidente, Systèmes et exploitation, de vice-présidente principale, Vérification et d'inspectrice en chef de La Banque de Nouvelle-Écosse. Avant de se joindre à La Banque de Nouvelle-Écosse, elle était associée de vérification chez PricewaterhouseCoopers à Toronto. Elle détient un baccalauréat en mathématiques (avec distinction) de l'Université de Waterloo et a été nommée FCA par l'Institut des comptables agréés de l'Ontario en 2003.

Membre du conseil

d'administration/des comités :	Présences en 2009 :	
Conseil d'administration (depuis décembre 2005)	8 sur 10	80 %
Comité de vérification et de gestion des risques (depuis février 2006)	3 sur 5	60 %
Comité de surveillance des fonds d'investissement* (depuis février 2007)	3 sur 3	100 %
Comité des projets de production nucléaire (depuis mai 2008)	5 sur 6	83 %
* Présidente du comité		

Principale fonction : Chef de la direction financière, Biovail Corporation

Administratrice d'autres émetteurs assujettis : Non

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendante

Appartenance à des conseils d'administration interdépendants d'autres émetteurs assujettis : Aucune

C. Ian Ross

Âge : 67 ans
Collingwood, Ontario
(Canada)



Ian Ross a travaillé à la Richard Ivey School of Business de l'Université Western Ontario de 1997 à septembre 2003. Jusqu'à récemment, il était directeur principal de l'administration au bureau du doyen et cadre-résident à l'Institut d'entrepreneuriat, d'innovation et de croissance de cette école. Il a été administrateur, président et chef de la direction d'Ortech Corporation, président du conseil d'administration, président et chef de la direction de Provincial Papers Inc., ainsi que président et chef de la direction de Paperboard Industries Corp. M. Ross est actuellement administrateur de plusieurs sociétés, dont Menu Foods Income Trust, GrowthWorks Canadian Fund Ltd., RuggedCom Ltd., Clearford Industries Inc. et la SGDN Income Trust. Il est également membre du Barreau du Haut-Canada.

De plus, M. Ross a occupé le poste de premier directeur des finances chez OPG, avant la formation du comité de vérification et de gestion des risques, et des postes de chef des finances de sociétés fermées. Il a également travaillé en étroite collaboration avec des chefs de la direction et des chefs des finances de plusieurs sociétés afin d'assurer la mise en place et le suivi du contrôle interne à l'égard de l'information financière.

Membre du conseil

d'administration/des comités :	Présences en 2009 :	
Conseil d'administration (depuis décembre 2003)	9 sur 10	90 %
Comité de vérification et de gestion des risques (depuis novembre 2004)	5 sur 5	100 %
Comité de gouvernance et de nomination (depuis août 2005)	3 sur 3	100 %
Comité des projets importants (depuis novembre 2004)	6 sur 6	100 %
Comité des projets de production nucléaire (depuis novembre 2006)	6 sur 6	100 %

Principale fonction : président du conseil d'administration, Fonds Canadien GrowthWorks Ltée

Administrateur d'autres émetteurs assujettis :

GrowthWorks Canadian Fund Ltd., Menu Foods Income Trust, Clearford Industries Inc., RuggedCom Ltd.

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Appartenance à des conseils d'administration

interdépendants d'autres émetteurs assujettis : Aucune

Marie C. Rounding

Âge : 62 ans

Toronto, Ontario
(Canada)

Marie Rounding est avocate au sein du cabinet Gowling Lafleur Henderson S.E.N.C.R.L., s.r.l. où elle est membre du groupe national des industries de l'énergie et des infrastructures. Le 1^{er} novembre 2007, elle a été nommée membre du comité consultatif sur la sécurité nationale par le Premier ministre Stephen Harper. M^{me} Rounding a occupé le poste de présidente du conseil de la Commission de l'énergie de l'Ontario de 1992 à 1998 et le poste de présidente et chef de la direction de l'Association canadienne du gaz de 1998 à 2003. Auparavant, elle était directrice des procureurs du droit civil au ministère ontarien du Procureur général. Elle possède une vaste expérience en droit réglementaire et administratif et, à titre de chef de la réglementation, a participé à la déréglementation des marchés du gaz naturel et à la restructuration rapide du secteur de l'électricité en Ontario. M^{me} Rounding siège actuellement au conseil d'administration de Nova Scotia Power Inc. et est membre du comité indépendant de révision pour Sentry Select Capital Corp. et plusieurs entités connexes, ainsi que pour Vertex One Asset Management Inc. M^{me} Rounding est diplômée de l'University of Western Ontario et de l'école de droit Osgoode Hall, et est administratrice accréditée par l'Institut des administrateurs de sociétés.

Elle est diplômée du programme de formation des administrateurs de l'Institut des administrateurs de sociétés. Elle est également diplômée du programme de littératie en matière financière parrainé par Rotmans et l'Institut des administrateurs de sociétés. M^{me} Rounding a acquis de l'expérience à titre de présidente du comité des finances de The Doctors Hospital et est actuellement présidente du comité de vérification de Nova Scotia Power Inc. et de la Kensington (Health) Foundation.

Membre du conseil**d'administration/des comités : Présences en 2009 :**

Conseil d'administration (depuis septembre 2004)	9 sur 10	90 %
Comité de vérification et de gestion des risques (depuis mai 2009)	3 sur 3	100 %
Comité de surveillance des fonds d'investissement (depuis mai 2005)	3 sur 3	100 %
Comité des projets importants (depuis novembre 2004)	6 sur 6	100 %
Comité de l'exploitation nucléaire (depuis février 2007)	4 sur 4	100 %

Principale fonction : Avocate, Gowling Lafleur Henderson S.E.N.C.R.L., s.r.l.

Administratrice d'autres émetteurs assujettis :

Nova Scotia Power Inc.

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendante

Appartenance à des conseils d'administration

interdépendants d'autres émetteurs assujettis : Aucune

William Sheffield

Âge : 61 ans
Toronto, Ontario
(Canada)



William Sheffield est l'ancien chef de la direction de Sappi Fine Paper plc, et un ancien premier vice-président d'Abitibi-Consolidated. Il possède de l'expérience dans l'exploitation de grandes sociétés industrielles internationales. M. Sheffield a aussi travaillé pendant 17 ans pour Stelco. En plus de siéger au conseil d'OPG, il est actuellement membre des conseils d'administration de Velan Inc., Postes Canada et Houston Wire & Cable Company. M. Sheffield est bachelier ès sciences en chimie de l'Université Carleton, détient une maîtrise en administration des affaires de l'Université McMaster, a réussi le programme de gestion avancée de l'école de gestion INSEAD en France et est accrédité de l'Institut des administrateurs de sociétés au Canada et de la National Association of Corporate Directors aux États-Unis.

Membre du conseil**d'administration/des comités : Présences en 2009 :**

Conseil d'administration (depuis septembre 2004)	10 sur 10	100 %
Comité de la rémunération et des ressources humaines* (depuis novembre 2004)	10 sur 10	100 %
Comité de surveillance des fonds d'investissement (depuis février 2005)	3 sur 3	100 %
Comité des projets importants (depuis novembre 2004)	6 sur 6	100 %

* Président du comité

Fonction principale : administrateur de sociétés

Administrateur d'autres émetteurs assujettis :

Houston Wire & Cable Company,
Velan Inc.

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Appartenance à des conseils d'administration

interdépendants d'autres émetteurs assujettis : Aucune

David G. Unruh

Âge : 65 ans
Vancouver,
Colombie-Britannique
(Canada)



David Unruh, avocat et avocat général à la retraite, siège actuellement au conseil

d'administration d'Union Gas Limited, Pacific Northern Gas Ltd., Corriente Resources Inc., The Wawanesa Mutual Insurance Company, TransLink et Globe Foundation of Canada.

Avant cela, et par ordre chronologique inverse, M. Unruh a été vice-président du conseil de Westcoast Energy Inc. et d'Union Gas Limited, premier vice-président et avocat général de Duke Energy Gas Transmission, de Houston, et premier vice-président des affaires juridiques et secrétaire général de Westcoast Energy Inc.

M. Unruh a pratiqué le droit des sociétés et le droit commercial, le droit des fusions et acquisitions et le droit réglementaire à Winnipeg (Manitoba), avant de se joindre à Westcoast Energy Inc., à Vancouver (Colombie-Britannique), en 1993.

M. Unruh a également été membre de nombreux comités de vérification de divers émetteurs assujettis et non assujettis.

Membre du conseil**d'administration/des comités : Présences en 2009 :**

Conseil d'administration (depuis septembre 2004)	10 sur 10	100 %
Comité de gouvernance et de nomination (depuis décembre 2008)	3 sur 3	100 %
Comité de la rémunération et des ressources humaines (depuis novembre 2004)	10 sur 10	100 %
Comité de vérification et de gestion des risques (depuis novembre 2004)	5 sur 5	100 %
Comité des projets importants (depuis décembre 2004)	6 sur 6	100 %

Fonction principale : administrateur de sociétés

Administrateur d'autres émetteurs assujettis :

Corriente Resources Inc., Pacific Northern Gas Ltd.,
Union Gas Limited

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Appartenance à des conseils d'administration

interdépendants d'autres émetteurs assujettis : Aucune

Tous les administrateurs de la Société occupent leur fonction principale actuelle depuis plus de cinq ans, sauf comme il est indiqué ci-dessous :

M. Mitchell a occupé chez OPG le poste de vice-président principal de la centrale nucléaire Pickering B de janvier 2004 à novembre 2006 et le poste de chef du nucléaire de décembre 2006 à juin 2009.

M. Kugler est président du conseil d'administration de la SGDN depuis juin 2006.

M. Lewis est chef de groupe, Gestion de patrimoine, RBC Groupe Financier, depuis 2007.

M. MacMillan a été administrateur non dirigeant d'Eclipse Energy Co. Ltd. de 2006 à 2007, administrateur non dirigeant d'InterGen NV (Hollande) de 2006 à 2008 et directeur général de Good Energies (UK) LLP d'avril 2007 à avril 2009, et est administrateur non dirigeant de Carbon-Free Power Corp. nommé par Good Energies depuis octobre 2007, administrateur non dirigeant de Sequoia Energy Limited nommé par Good Energies depuis novembre 2007 et conseiller principal de Good Energies depuis avril 2009.

M^{me} Mulligan a été administratrice de sociétés de décembre 2004 à novembre 2005. Au cours de cette période, elle a été membre des conseils d'administration de Resolve Business Outsourcing Fund, Cybermation et OPG. Elle a été vice-présidente à la direction et chef des finances de Linamar Corporation de novembre 2005 à mars 2007 et directrice chez Priiva Consulting Corporation de 2007 à septembre 2008, et est chef des finances de Biovail Corporation depuis septembre 2008.

M^{me} Rounding a été conseillère principale chez Elenchus Research Associates d'octobre 2003 à décembre 2005, et est avocate au sein du cabinet Gowling Lafleur Henderson S.E.N.C.R.L., s.r.l. depuis janvier 2006.

Orientation et formation continue

Le comité de gouvernance et de nomination est responsable d'examiner et de recommander des programmes d'orientation et de formation appropriés au conseil d'administration. Les nouveaux administrateurs reçoivent de la documentation pertinente sur les pratiques et politiques de gouvernance d'OPG et sur ses activités. Les administrateurs assistent à une séance d'orientation donnée par des hauts dirigeants et

portant sur l'exploitation et les activités d'OPG, et une visite des installations de production d'OPG leur est offerte.

Le conseil d'administration encourage la formation continue des administrateurs, que ce soit sur les activités d'OPG ou sur leurs fonctions d'administrateurs. Des visites annuelles des principales installations et, selon les demandes des administrateurs, des présentations spéciales données par des experts internes et externes sont offertes au conseil ou à un comité sur des questions thématiques ou sur des aspects précis des activités d'OPG. OPG parraine également l'accréditation professionnelle de ses administrateurs.

Éthique

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

Le conseil d'administration a une politique régissant les conflits d'intérêts de ses membres, qui porte sur les conflits réels ou possibles, et a adopté un processus annuel de déclaration écrite d'informations par les administrateurs afin de : i) cerner les conflits d'intérêts possibles, en conformité avec la politique du conseil d'administration à l'égard des conflits d'intérêts et la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), ii) valider l'indépendance des administrateurs et leurs compétences sur le plan des finances, en conformité avec la réglementation sur les valeurs mobilières portant sur les obligations des conseils

d'administration et des comités de vérification, et iii) satisfaire aux autres exigences en matière de communication et de dépôt d'information.

Nomination des administrateurs

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

Le comité de gouvernance et de nomination se compose de cinq membres qui sont tous indépendants d'OPG au sens du Règlement 52-110.

Le conseil d'administration compte 12 administrateurs.

Rémunération

Rémunération des administrateurs

Le comité de gouvernance et de nomination est responsable de la surveillance et de l'examen annuels du niveau et de la nature de la rémunération des administrateurs. En 2009, le comité de gouvernance et de nomination a examiné la rémunération des administrateurs d'OPG par rapport à celle de sociétés ouvertes et fermées comparables et a recommandé de n'apporter aucun changement à la rémunération des administrateurs, compte tenu de la nature, de la complexité et du profil de risque des activités d'OPG.

Chaque administrateur qui n'est pas un employé d'OPG reçoit des honoraires annuels de 25 000 \$. Un administrateur reçoit aussi des honoraires annuels de 3 000 \$ à titre de président d'un comité et pour chacun des comités dont il est membre. Du fait que le président du comité de vérification et de gestion des risques assume des obligations et des responsabilités accrues depuis certaines modifications réglementaires récentes en Amérique du Nord, ses honoraires annuels s'élèvent à 8 000 \$.

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

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

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

Rémunération du chef de la direction

Le comité de la rémunération et des ressources humaines se compose de six membres qui sont tous indépendants d'OPG au sens du Règlement 52-110. Le comité supervise, au nom du conseil d'administration, l'établissement des buts et objectifs annuels du chef de la direction et l'évaluation annuelle de son rendement, et fait des recommandations au conseil relativement à la rémunération de ce dernier. Le comité de la rémunération et des ressources humaines fait appel à un conseiller indépendant pour faire un suivi et une analyse comparative de la rémunération dans l'industrie.

Au cours de 2009, par suite du départ à la retraite de l'ancien président et chef de la direction, le conseil d'administration d'OPG, par le truchement d'un comité *ad hoc* qui a établi un processus approuvé par le conseil, a recruté un nouveau président et chef de la direction. Au nom du conseil d'administration, le président du comité de la rémunération et des ressources humaines du conseil a retenu les services d'un conseiller indépendant de Mercer, Consultation en ressources humaines, pour effectuer une analyse comparative de la rémunération du chef de la direction à partir de critères préétablis, conformément au rapport de mai 2007 du Comité d'examen des organismes sur la phase 1 de son examen des organismes du secteur de l'électricité appartenant à la province d'Ontario. La rémunération du nouveau président et chef de la direction a été établie à partir des données de référence analysées et répond bien aux critères préétablis. Le président du comité des ressources humaines et de la rémunération a soumis sa recommandation à l'approbation du conseil, et la rémunération approuvée a été rendue publique.

Comités du conseil d'administration

Comité de vérification et de gestion des risques

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

En date des présentes, le comité de vérification et de gestion des risques est composé de George Lewis (président), Corbin McNeill, Peggy Mulligan, Ian Ross, Marie Rounding et David Unruh.

Comité de gouvernance et de nomination

Le comité conçoit des principes de gouvernance pour OPG qui sont conformes aux normes élevées de gouvernance d'entreprise et procède, de manière continue, à l'examen et à l'évaluation du système de gouvernance d'entreprise d'OPG dans le but de maintenir ces normes élevées. Le comité repère et recommande des candidats valables qui peuvent être élus ou nommés au conseil afin que leur candidature soit soumise à l'actionnaire dans l'éventualité de la vacance d'un poste d'administrateur. Enfin, le comité examine et recommande les processus d'OPG à l'égard de l'orientation, de l'évaluation et de la rémunération des administrateurs.

En date des présentes, le comité de gouvernance et de nomination se compose de Corbin McNeill (président), Jake Epp, Gary Kugler, Ian Ross et David Unruh.

Comité de l'exploitation nucléaire

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

et des substances nucléaires d'OPG, et de la supervision des obligations d'OPG relativement à la gestion des déchets nucléaires et au déclasséement d'installations nucléaires.

En date des présentes, le comité de l'exploitation nucléaire se compose de Donald Hintz (président), Gary Kugler, David MacMillan, Corbin McNeill et Marie Rounding.

Comité des projets de production nucléaire

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

En date des présentes, le comité des projets de production nucléaire se compose de Corbin McNeill (président), Jake Epp, Donald Hintz, Gary Kugler, Peggy Mulligan et Ian Ross.

Comité de surveillance des fonds d'investissement

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

En date des présentes, le comité de surveillance des fonds d'investissement se compose de Peggy Mulligan (présidente), George Lewis, Marie Rounding et William Sheffield.

Comité de la rémunération et des ressources humaines

Ce comité est chargé des questions relatives aux ressources humaines, y compris les pratiques de rémunération, la communication de renseignements à l'égard des questions de rémunération et de

ressources humaines, l'évaluation des compétences en leadership, y compris la planification de la relève, les politiques de ressources humaines sur le plan des plaintes des employés, de la diversité et de l'équité salariale, la conception organisationnelle, les relations de travail, les régimes de retraite et les politiques connexes, ainsi que les programmes de rémunération, de formation et d'évaluation du conseil d'administration.

En date des présentes, le comité de la rémunération et des ressources humaines se compose de William Sheffield (président), Jake Epp, Donald Hintz, Gary Kugler, David MacMillan et David Unruh.

Comité des projets importants

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

En date des présentes, le comité des projets importants se compose de David MacMillan (président), Ian Ross, Marie Rounding, William Sheffield et David Unruh.

Évaluations

Le comité de gouvernance et de nomination est responsable du processus annuel d'évaluation du rendement du conseil d'administration, de ses comités et de ses administrateurs. Les évaluations du conseil d'administration et des comités se fondent sur des questionnaires confidentiels portant sur l'évaluation de leur rendement et sur la conformité aux chartes du conseil d'administration et des comités. Les évaluations des administrateurs se fondent sur des questionnaires d'autoévaluation, qui sont soumis à titre confidentiel au président du conseil d'administration et au président du comité de gouvernance et de nomination. Le processus annuel est supervisé par le président du comité de gouvernance et de nomination, qui en présente les résultats et les recommandations d'amélioration au conseil d'administration.

Renseignements supplémentaires sur la gouvernance d'OPG

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

- > Protocole d'accord
- > Directives de l'actionnaire
- > Chartes du conseil d'administration et des comités

- > Description des fonctions de président du conseil d'administration et de président de chacun de ses comités
- > Politique du conseil d'administration à l'égard des conflits d'intérêts
- > Code de conduite
- > Politique de communication de l'information
- > Politique en matière d'environnement
- > Politique en matière de santé et sécurité
- > Politique sur la sécurité des barrages
- > Politique de sécurité nucléaire

INFORMATION SUR LE COMITÉ DE VÉRIFICATION ET DE GESTION DES RISQUES

Le Règlement 52-110, *Comités de vérification*, a été mis en œuvre par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières pour encourager les émetteurs assujettis 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, finalement, stimulent la confiance des investisseurs dans les marchés financiers canadiens. L'information sur le comité de vérification et de gestion des risques d'OPG, qui comprend le libellé de la charte du comité de vérification et de gestion des risques, 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 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;
- > le caractère adéquat du processus de présentation de l'information financière;
- > les systèmes de contrôles internes et de gestion des risques, et les principes, les politiques et les procédures connexes de la Société qui ont été établis par la direction;
- > le rendement de la fonction de vérification interne de la Société et des vérificateurs externes;
- > les compétences et l'indépendance des vérificateurs externes;
- > la conformité de la Société aux exigences légales et réglementaires et aux politiques internes de la Société;

- > la promotion d'une culture axée sur l'éthique et la conformité au code de conduite d'OPG.

La fonction du comité de vérification et de gestion des risques est la surveillance. La direction est responsable de la préparation, de la présentation et de l'intégrité des états financiers consolidés de la Société. Il incombe à la direction de la Société de s'assurer que les principes et conventions suivis pour la comptabilité et la présentation de l'information financière sont appropriés, et de maintenir des contrôles et procédures internes qui assurent le respect des normes comptables et des lois et règlements applicables.

Organisation

Membres

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

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

Réunions

Le comité se réunit aussi souvent que nécessaire, mais au moins une fois chaque trimestre, selon

les circonstances et à la demande d'un membre. Pendant les réunions trimestrielles, le comité tiendra des séances à huis clos avec les vérificateurs externes, le chef de la vérification interne et la direction pour discuter de toute question qu'il juge appropriée et pour fournir une tribune où des questions pertinentes pourront être abordées. De plus, deux fois par année, le comité tiendra une séance à huis clos avec le responsable de la gestion des risques.

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 informations financières ou les dépôts réglementaires de la Société, tout rapport du comité de vérification et de gestion des risques exigé par les lois et règlements applicables, et indiquant entre autres choses si le comité de vérification et de gestion des risques :

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

Pouvoirs

Bien que le comité de vérification et de gestion des risques ait les responsabilités et les pouvoirs énoncés dans sa charte, il ne lui incombe pas de planifier ou de faire des vérifications ou des évaluations des risques, ni de déterminer si les états financiers consolidés de la Société et les informations qui y sont communiquées sont complets et exacts, et conformes aux principes comptables généralement reconnus et aux règles et règlements applicables. Ces responsabilités incombent à la direction et, selon le cas, au vérificateur externe.

Dans l'exercice de leurs fonctions de surveillance, le comité de vérification et de gestion des risques et le conseil d'administration s'en remettent nécessairement aux compétences,

aux connaissances et à l'intégrité des membres de la direction de la Société et des vérificateurs internes et externes.

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

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

Délégation de pouvoir

Le comité peut déléguer à tout employé d'OPG ou à un sous-comité son pouvoir aux fins de :

i) l'exécution ou la mise en application de toute décision du comité, et ii) l'exercice de tout droit, de tout pouvoir ou de toute fonction du comité selon les modalités et dans le respect des limites établies par le comité; toutefois, le comité ne peut pas déléguer ses responsabilités de surveillance.

Accès à la direction et aux conseillers externes

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

Responsabilités et tâches du comité

Le comité doit :

Généralités

- > Mener ou autoriser des enquêtes portant sur toute question à l'intérieur du champ de responsabilités du comité.
- > Examiner toute proposition de nomination ou de remplacement du chef des finances, du responsable de la gestion des risques et du chef de la vérification interne, et en recommander l'approbation au conseil d'administration.

Gestion des risques et contrôles internes

- > Examiner et évaluer les politiques et les processus d'évaluation des risques importants de la Société, ainsi que les mesures prises par la direction pour surveiller et contrôler ces risques pour la Société, y compris la structure organisationnelle et la pertinence des ressources.
- > Examiner et analyser, avec le responsable de la gestion des risques, le chef de la vérification

interne et la direction, les risques critiques pour la Société, l'effet possible de tels risques et les mesures d'atténuation à adopter.

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

Vérification interne

- > Évaluer le processus de vérification interne et définir les attentes en ce qui a trait à l'établissement du plan de vérification interne annuel et du niveau des risques, y compris la structure organisationnelle et la pertinence des ressources.
- > Approuver la charte de la fonction de vérification interne tous les ans.
- > Évaluer la portée de la vérification et le rôle de la fonction de vérification interne.
- > Approuver le plan de vérification interne annuel.
- > Examiner et analyser avec le chef de la vérification interne et la direction :

- les conclusions importantes et la réponse de la direction à leur égard, y compris l'importance du risque, la pertinence des processus de contrôle et le calendrier de mise en œuvre des mesures prises par la direction pour corriger les lacunes;
- toute difficulté rencontrée pendant leur travail de vérification (comme des limitations quant à la portée de leur travail ou à l'accès à l'information);
- toute modification requise de la portée prévue du plan de vérification;
- le budget de vérification interne.
- > Examiner la confirmation par la vérification interne de l'indépendance organisationnelle et la communication de tout conflit d'intérêts.

Vérificateurs externes

- > Recommander au conseil d'administration les vérificateurs externes à nommer en vue d'établir ou de délivrer un rapport de vérification ou de rendre d'autres services de vérification, d'examen ou d'attestation à la Société, ainsi que la rémunération de ces vérificateurs.
- > Surveiller le travail des vérificateurs externes engagés pour établir ou délivrer un rapport de vérification ou rendre d'autres services de vérification, d'examen ou d'attestation à la Société, y compris la résolution des désaccords entre la direction et les vérificateurs externes au sujet de l'information financière.
- > S'assurer de l'indépendance et des compétences des vérificateurs externes.
- > Au moins une fois par année, obtenir et examiner un rapport émanant des vérificateurs externes et décrivant leurs procédures de contrôle interne de la qualité, les questions importantes soulevées à l'occasion du dernier contrôle interne de la qualité ou du dernier contrôle effectué par des pairs dans le cabinet de vérificateurs, ou à l'occasion d'une enquête par les autorités gouvernementales ou professionnelles au cours des cinq derniers exercices à l'égard d'une ou de plusieurs vérifications externes effectuées par les vérificateurs externes, ainsi que les mesures prises en vue de régler ces questions et toutes les relations entre les vérificateurs externes et la Société.
- > Revoir la portée et la méthode prévues dans le plan de vérification annuel avec les vérificateurs externes.
- > Discuter avec les vérificateurs externes de la qualité et de l'acceptabilité des principes comptables de la Société, y compris toutes les conventions et pratiques comptables importantes suivies, toute méthode autre que les PCGR qui a

- été discutée avec la direction, ainsi que toute autre communication importante avec la direction.
- > Évaluer le processus suivi par les vérificateurs externes pour déterminer et résoudre les risques importants liés à la vérification et au contrôle interne.
- > Voir à ce que l'associé principal et de référence de vérification change tous les cinq ans, et les autres associés de vérification, tous les sept ans, et envisager une rotation régulière de cabinets de vérificateurs.
- > Évaluer les vérificateurs externes une fois par année et présenter leurs conclusions au conseil d'administration.
- > Déterminer les services non liés à la vérification qu'une loi ou un règlement, ou le comité de vérification et de gestion des risques à son gré, interdit aux vérificateurs externes de fournir, et approuver au préalable tous les services fournis par les vérificateurs externes. Le comité peut déléguer ce pouvoir d'approbation préalable à un membre du comité. L'approbation préalable de tout service non lié à la vérification par un membre à qui le comité a délégué ce pouvoir doit être présentée au comité de vérification à sa première réunion régulière après l'approbation.
- > Examiner et approuver toutes les opérations entre parties liées.
- > Examiner et approuver les politiques d'embauche de la Société à l'égard des associés et des employés, anciens ou actuels, des vérificateurs de la Société, actuels ou anciens.

Information financière

- > Examiner avec la direction et les vérificateurs externes les états financiers, le rapport de gestion et le communiqué concernant les résultats intermédiaires de la Société, avant leur publication.
- > S'assurer que des procédures adéquates sont en place pour examiner, avant la publication, la communication faite au public, par la Société, de l'information extraite ou tirée de ses états financiers consolidés, autre que l'information dont il est question ci-dessus, et apprécier 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 de même que toute documentation dont la préparation et le dépôt sont exigés en vertu de la *Loi sur les valeurs mobilières* ou que la Société dépose par ailleurs auprès de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario;

- la vérification par les vérificateurs externes des états financiers consolidés et leur rapport;
 - tout changement important requis dans le plan de vérification des vérificateurs externes;
 - tout différend ou toute difficulté avec la direction durant la vérification;
 - les principes comptables de la Société;
 - toute question liée à la conduite qui doit être communiquée au comité selon les principes comptables généralement reconnus.
- > Revoir les questions importantes touchant la comptabilité et la communication de l'information financière et comprendre leurs répercussions sur les états financiers consolidés. Cela comprend les opérations complexes ou inhabituelles et les questions qui font largement appel au jugement; les questions importantes concernant les principes comptables et la présentation de l'information financière, y compris les changements importants dans le choix ou l'application par la Société des principes comptables, et l'effet des mesures réglementaires et comptables, ainsi que les arrangements hors bilan, sur les états financiers consolidés de la Société.
- > Revoir l'analyse préparée par la direction ou le vérificateur externe expliquant en détail les questions de présentation de l'information financière et les jugements exercés pendant la préparation des états financiers, y compris l'analyse des effets des méthodes appliquées autres que les principes comptables généralement reconnus.
- > Aviser la direction, à partir de l'examen et des discussions tenues par le comité de vérification et de gestion des risques, de toute question portée à son attention qui aurait pu l'amener à croire que les états financiers consolidés renferment une fausse déclaration d'un fait important ou omettent de mentionner un fait important nécessaire.

Conformité avec le code de conduite

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

Traitement des plaintes

- > Établir des procédures pour la réception, la conservation et le traitement des plaintes reçues

par la Société au sujet de la comptabilité, des contrôles comptables internes ou de la vérification.

> Établir des procédures permettant aux employés de porter à son attention, de façon confidentielle et anonyme, leurs préoccupations touchant des questions de comptabilité ou de vérification de la Société.

Évaluation annuelle

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

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

Composition du comité de vérification et de gestion des risques

Au 31 décembre 2009, le comité de vérification et de gestion des risques était composé de George Lewis (président), Corbin McNeill, Peggy Mulligan, Ian Ross, Marie Rounding et David Unruh. Tous les membres sont indépendants et possèdent des compétences financières selon les définitions données de ces termes dans les lois canadiennes sur les valeurs mobilières en vigueur.

Formation et expérience pertinentes

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

Honoraires pour les services des vérificateurs externes

Les honoraires suivants ont été facturés par Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. :

(en milliers de dollars)	2009	2008
Honoraires de vérification	1 590	1 308
Honoraires pour services liés à la vérification	291	338
Honoraires pour services de fiscalité et autres	125	146

Honoraires de vérification

Ces honoraires sont liés à la vérification des états financiers consolidés et aux examens trimestriels des états financiers d'OPG, et à la vérification de la caisse de retraite, des Fonds nucléaires et des états financiers réglementés pour la CEO. L'augmentation des honoraires de vérification en 2009 par rapport à 2008 est attribuable surtout à la vérification des états financiers réglementés de 2009 en regard des données comparatives de 2008, comme l'exige la CEO.

Honoraires pour services liés à la vérification

Ces honoraires sont liés au travail portant sur les contrôles internes, à l'aide en matière de comptabilité, à la traduction française des états financiers consolidés et du rapport de gestion, et aux vérifications et examens spéciaux. Au cours de 2009, OPG a retenu les services d'autres conseillers professionnels, plus particulièrement pour ce qui a trait aux contrôles internes et à l'aide en matière de comptabilité.

Honoraires pour services de fiscalité et autres

Pour 2009 et 2008, ces honoraires comprenaient les services de fiscalité liés aux questions soulevées par les vérificateurs d'impôts à l'égard de l'année d'imposition 1999 et une révision des impôts d'État aux États-Unis.

CONTRÔLES INTERNES À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE ET CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

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

Une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information d'OPG a été menée en date du 31 décembre 2009. La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a conclu que les contrôles et procédures de communication de l'information d'OPG (comme il est défini dans le Règlement 52-109, *Attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*, des Autorités canadiennes en valeurs mobilières) étaient efficaces en date du 31 décembre 2009.

Il n'y a eu aucune modification importante des contrôles internes à l'égard de l'information financière dans la plus récente période intermédiaire qui a eu ou pourrait raisonnablement avoir une incidence importante sur les contrôles internes à l'égard de l'information financière d'OPG.

QUATRIÈME TRIMESTRE

Analyse des résultats d'exploitation

(en millions de dollars) (non vérifié)	Trimestres terminés les 31 décembre	
	2009	2008
Ventes de la production réglementée	851	1 029
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des instruments de couverture	208	432
Rabais associé à la limite de revenus	-	(40)
Comptes d'écarts	250	(11)
Divers	81	211
Revenus	1 390	1 621
Charges liées au combustible	261	276
Marge brute	1 129	1 345
Exploitation, maintenance et administration	725	837
Amortissement	210	246
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	158	143
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(134)	(40)
Impôt foncier et impôt sur le capital	12	26
Bénéfice avant autres gains et pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	158	133
Autres (gains)	(8)	(16)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	166	149
Intérêts débiteurs, montant net	55	45
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	111	104
Impôts sur les bénéfices	44	135
Bénéfice net (perte nette)	67	(31)

Revenus

Les revenus se sont établis à 1 390 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 décembre 2009 comparativement à 1 621 millions de dollars pour la période correspondante de 2008. Le recul de 231 millions de dollars est imputable surtout au fait qu'OPG a constaté des revenus rétrospectifs de 214 millions de dollars liés aux activités réglementées pour la période du 1^{er} avril 2008 au 30 novembre 2008 au quatrième trimestre de 2008. De plus, les revenus ont subi l'incidence d'une baisse de la production aux centrales thermiques non réglementées et d'un fléchissement des prix dans les secteurs de production non réglementés, compensés en partie par des revenus liés à l'entente de soutien d'urgence conclue avec la SFIEO au quatrième trimestre de 2009, par rapport à la période correspondante de 2008. Au cours du quatrième trimestre de 2009, OPG a comptabilisé une réduction de 118 millions de dollars des revenus tirés du contrat conclu avec Bruce, attribuable à la

variation de la juste valeur d'un dérivé incorporé dans le contrat avec Bruce et à l'ajustement des revenus de location pour 2009 de 69 millions de dollars en raison des bas prix de l'électricité en Ontario. La baisse des revenus de location a été contrebalancée par l'augmentation d'un actif réglementaire lié au compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce.

Charges liées au combustible

Les charges liées au combustible ont été de 261 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 décembre 2009, comparativement à 276 millions de dollars pour la période correspondante de 2008. La baisse de 15 millions de dollars est imputable en grande partie à la diminution de la production d'électricité des centrales thermiques d'OPG, partiellement compensée par l'effet de la hausse des coûts du combustible et des ajustements apportés aux contrats d'achat de charbon.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2009, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont élevées à 725 millions de dollars comparativement à 837 millions de dollars pour la période correspondante de 2008. Le recul de 112 millions de dollars résulte principalement d'une baisse des interruptions et des travaux de maintenance aux centrales thermiques et nucléaires, de la réduction des passifs réglementaires liée aux activités de développement de nouvelle capacité nucléaire et de remise en état de la capacité de centrales existantes, et d'une diminution des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. Cette baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration a été annulée en partie par un accroissement des dépenses engagées pour de nouvelles activités de production nucléaire, y compris un remboursement des dépenses engagées par Infrastructure Ontario durant le processus d'approvisionnement.

Amortissement

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2009, la dotation aux amortissements s'est élevée à 210 millions de dollars comparativement à 246 millions de dollars pour la période correspondante de 2008. La diminution de la dotation aux amortissements au quatrième trimestre de 2009 par rapport à la période correspondante de 2008 est attribuable surtout à la décision de la CEO au quatrième trimestre de 2008, qui a autorisé le recouvrement des soldes réglementaires rétrospectivement au 1^{er} avril 2008. Ainsi, un

montant plus élevé d'amortissement des soldes réglementaires a été comptabilisé au quatrième trimestre de 2008.

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

Le rendement des Fonds nucléaires dans le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée pour le quatrième trimestre de 2009, avant l'incidence atténuante du compte d'écarts sur les revenus et les coûts de Bruce, a atteint 127 millions de dollars, une hausse de 420 millions de dollars en regard des pertes de 293 millions de dollars subies au quatrième trimestre de 2008. L'augmentation du rendement des Fonds nucléaires est principalement attribuable à l'amélioration des évaluations sur les marchés des capitaux mondiaux, qui a fait augmenter la valeur de marché courante du Fonds de déclassement, et à la hausse de l'IPC de l'Ontario au quatrième trimestre de 2009 par rapport au quatrième trimestre de 2008, qui a eu une incidence sur le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié. Le rendement des Fonds nucléaires a été annulé en partie par l'établissement du compte d'écarts sur les revenus et les coûts de Bruce, avec prise d'effet rétrospective au 1^{er} avril 2008. OPG a comptabilisé une hausse de l'actif réglementaire de 7 millions de dollars qui a fait augmenter les bénéfices tirés des Fonds nucléaires pour le trimestre.

Prix de vente moyens

Le prix moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité en Ontario et les prix de vente moyens obtenus par OPG par secteur isolable, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus, pour les trimestres terminés les 31 décembre 2009 et 2008, se sont établis comme suit :

(¢/kWh)	Trimestres terminés les 31 décembre	
	2009	2008
Prix horaire moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario	3,1	5,0
Production nucléaire réglementée	5,5	6,5
Production hydroélectrique réglementée	3,7	4,7
Production hydroélectrique non réglementée	3,2	4,8
Production thermique non réglementée	3,4	4,8
Prix de vente moyen d'OPG	4,5	5,6

La baisse des prix de vente moyens dans les secteurs non réglementés pour le trimestre terminé le 31 décembre 2009 par rapport à la période correspondante de 2008 est surtout imputable à l'incidence de la diminution des prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario.

La baisse des prix de vente moyens reçus par OPG pour les secteurs Production nucléaire réglementée

et Production hydroélectrique réglementée, pour le trimestre terminé le 31 décembre 2009 comparativement au trimestre correspondant de 2008, tient compte avant tout à la comptabilisation en 2008 des revenus rétrospectifs pour la période du 1^{er} avril 2008 au 30 novembre 2008, qui résultait de la hausse des tarifs réglementés imposée par la décision de 2008 de la CEO.

Production d'électricité

(TWh)	Trimestres terminés les 31 décembre	
	2009	2008
Production nucléaire réglementée	12,4	12,6
Production hydroélectrique réglementée	4,8	4,6
Production hydroélectrique non réglementée	4,0	3,5
Production thermique non réglementée	2,2	4,5
Total de la production d'électricité	23,4	25,2

Le volume total des ventes d'électricité pour le trimestre terminé le 31 décembre 2009 s'est établi à 23,4 TWh comparativement à 25,2 TWh pour la période correspondante de 2008. La baisse est surtout attribuable à une baisse de la production d'électricité aux centrales thermiques d'OPG, contrebalancée en partie par une hausse de la production aux centrales hydroélectriques non réglementées et réglementées.

Au cours des quatrième trimestres de 2009 et 2008, la demande primaire d'électricité en Ontario a été respectivement de 34,9 TWh et 36,6 TWh.

Situation de trésorerie et sources de financement

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour le trimestre terminé le 31 décembre 2009 se sont établis à 238 millions de dollars, comparativement à des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation de 35 millions de dollars pour la période correspondante de 2008. L'augmentation des flux de trésorerie reflète surtout la baisse des achats de charbon en 2009 par rapport à 2008, l'incidence des paiements relatifs au rabais associé à la limite de revenus faits en 2008, qui n'ont pas été répétés au quatrième trimestre de 2009 en raison du retrait de la limite en 2009, et la diminution des cotisations aux fonds pour

enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires en 2009 par rapport à 2008.

Les dépenses en immobilisations et en actifs incorporels au cours du trimestre terminé le 31 décembre 2009 ont atteint 233 millions de dollars comparativement à 227 millions de dollars pour la période correspondante de 2008.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour le trimestre terminé le 31 décembre 2009 se sont établis à 22 millions de dollars contre 18 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 décembre 2008. La hausse des flux de trésorerie s'explique surtout par l'émission de titres d'emprunt à long terme pour financer le tunnel de Niagara et le PEC, compensée en partie par le remboursement de billets à court terme au cours du trimestre.

FAITS SAILLANTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

Les tableaux qui suivent présentent les principales informations financières tirées des états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés d'OPG pour

chacun des 12 trimestres les plus récents. Ces informations financières ont été préparées selon les PCGR du Canada.

(en millions de dollars) (non vérifié)	Trimestres de l'exercice 2009 terminés les				Total
	31 décembre 2009	30 septembre 2009	30 juin 2009	31 mars 2009	
Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus	1 390	1 345	1 397	1 481	5 613
Bénéfice net (perte nette)	67	259	306	(9)	623
Résultat net par action	0,26 \$	1,01 \$	1,20 \$	(0,04) \$	2,43 \$

(en millions de dollars) (non vérifié)	Trimestres de l'exercice 2008 terminés les				Total
	31 décembre 2008	30 septembre 2008	30 juin 2008	31 mars 2008	
Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus	1 621	1 513	1 385	1 563	6 082
(Perte nette) bénéfice net	(31)	(142)	99	162	88
Résultat net par action	(0,12) \$	(0,55) \$	0,39 \$	0,63 \$	0,34 \$

(en millions de dollars) (non vérifié)	Trimestres de l'exercice 2007 terminés les				Total
	31 décembre 2007	30 septembre 2007	30 juin 2007	31 mars 2007	
Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus	1 342	1 421	1 373	1 524	5 660
Bénéfice net	119	113	125	171	528
Résultat net par action	0,46 \$	0,44 \$	0,49 \$	0,67 \$	2,06 \$

Bilan aux 31 décembre

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Total de l'actif	27 584	25 579	24 839
Total du passif à long terme	18 180	17 177	16 494
Actions ordinaires en circulation (en millions)	256,3	256,3	256,3

Les résultats trimestriels d'OPG sont touchés surtout par l'incidence des variations de la demande qui résultent des fluctuations saisonnières des conditions climatiques. Par le passé, les revenus d'OPG ont généralement été plus élevés au premier trimestre et au troisième trimestre en raison des besoins de chauffage au premier trimestre et des besoins de climatisation au troisième trimestre.

Les autres éléments qui ont eu une incidence sur le bénéfice net (la perte nette) de certains des trimestres présentés ci-dessus sont les suivants :

- > Augmentation des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en 2007 attribuable surtout à une hausse des charges liées aux interruptions et des autres charges de maintenance des centrales nucléaires et thermiques d'OPG, et aux charges liées au règlement de griefs historiques avec les Premières nations.
- > Diminution de la marge brute des ventes d'électricité au premier trimestre de 2007 étant donné surtout une baisse de la production des centrales nucléaires d'OPG par suite d'une interruption non planifiée au premier trimestre de 2007 à la centrale Pickering B causée par

- la libération accidentelle de résine, par un tiers entrepreneur, à l'usine de traitement des eaux qui s'est répandue dans l'installation de déminéralisation d'eau, et par les travaux de maintenance requis pour la récupération de la résine. En outre, la production nucléaire a également subi l'incidence d'une prolongation, au premier trimestre de 2007, d'une interruption planifiée à la centrale nucléaire Pickering A afin d'y effectuer d'importants travaux de réparation requis à la suite d'une défaillance de composants durant l'inspection.
- > Hausse du rendement des Fonds nucléaires au deuxième trimestre de 2007 attribuable principalement à la montée de l'IPC de l'Ontario au deuxième trimestre de 2007, ce qui a eu une incidence sur le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié. De plus, la hausse du rendement reflète aussi le remboursement, par les Fonds nucléaires, des dépenses liées au stockage sécuritaire des unités 2 et 3 de Pickering A.
 - > Baisse de la marge brute due surtout à une baisse de la production nucléaire au cours du trimestre terminé le 30 septembre 2007 par suite de la fermeture des unités 1 et 4 de la centrale nucléaire Pickering A afin d'apporter des modifications au système électrique d'appoint.
 - > Hausse du bénéfice du fait du recouvrement de 20 millions de dollars relatif à la nouvelle estimation des coûts d'achèvement des travaux restants pour remettre en état le site de la centrale Lakeview au cours du quatrième trimestre de 2007.
 - > Diminution de la charge d'impôts au cours du quatrième trimestre de 2007 attribuable dans une large mesure à une cotisation additionnelle de 334 millions de dollars aux Fonds nucléaires. Les cotisations sont déductibles d'impôts, et aucune charge d'impôts futurs compensatoire n'est constatée par OPG étant donné l'utilisation de la méthode des impôts exigibles dans les secteurs réglementés.
 - > Réduction de la charge d'impôts au premier et au deuxième trimestres de 2008 respectivement de 85 millions de dollars et 21 millions de dollars, par suite de la résolution d'incertitudes fiscales liées à la vérification de l'année d'imposition 1999 d'OPG.
 - > Baisse du bénéfice du fait des rendements moins élevés du Fonds de déclassement, en raison d'une forte volatilité importante et des rendements défavorables sur les marchés financiers en 2008.
 - > Baisse de la marge brute en 2009 attribuable principalement à une baisse de la production aux centrales thermiques et nucléaires d'OPG, à une diminution des prix de vente de l'électricité dans les secteurs de production non réglementés, et à la hausse des prix du combustible et des coûts liés aux combustibles aux centrales thermiques d'OPG, compensées en partie par la comptabilisation des revenus relatifs à une entente de soutien d'urgence conclue avec la SFIEO.
 - > Baisse de la production des centrales nucléaires d'OPG au deuxième trimestre de 2009 entraînée surtout par une interruption planifiée des contrôles en bâtiment sous vide de la centrale nucléaire Darlington.
 - > Augmentation de la marge brute au deuxième trimestre de 2009 attribuable à la comptabilisation d'un actif réglementaire de 199 millions de dollars, excluant les intérêts, qui se rapporte au compte d'écarts des pertes fiscales autorisé par la CEO qui a pris effet le 1^{er} avril 2008.
 - > Baisse des bénéfices au premier trimestre de 2009 découlant d'une hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration attribuable surtout à une augmentation des interruptions planifiées et des activités de maintenance et aux activités de développement de nouvelle capacité de production nucléaire ainsi qu'à la remise en état de capacité aux centrales nucléaires d'OPG.
 - > Baisse des bénéfices causée par les pertes subies sur les Fonds nucléaires au premier trimestre de 2009 par suite principalement de la baisse de l'IPC de l'Ontario. Les pertes subies sur les Fonds nucléaires ont été partiellement atténuées par l'établissement du compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce qui absorbe la partie des pertes des Fonds nucléaires qui se rapporte aux centrales nucléaires louées à Bruce Power.
 - > Augmentation du rendement des Fonds nucléaires de 343 millions de dollars et 550 millions de dollars respectivement pour les deuxième et troisième trimestres de 2009, par rapport aux trimestres correspondants de 2008, attribuable surtout à l'amélioration des évaluations sur les marchés des capitaux mondiaux, neutralisée en partie par la réduction de 150 millions de dollars et 106 millions de dollars respectivement de l'actif réglementaire dans le compte d'écarts des revenus de location de Bruce.

MESURES SUPPLÉMENTAIRES DES RÉSULTATS

En plus de présenter le bénéfice net selon les PCGR du Canada, le rapport de gestion, les états financiers consolidés vérifiés aux 31 décembre 2009 et 2008 et pour les exercices terminés à ces dates et les notes y afférentes d'OPG présentent certaines mesures financières non conformes aux PCGR. Ces mesures financières n'ont pas de signification normalisée prescrite par les PCGR du Canada et ne sont donc probablement pas comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. OPG utilise ces mesures pour la prise de décisions d'exploitation et l'évaluation de son rendement. Les lecteurs du rapport de gestion, des états financiers consolidés et des notes y afférentes utilisent ces mesures pour évaluer le rendement financier des activités de la Société. Ces mesures financières non conformes aux PCGR n'ont pas été présentées à titre de substitut du bénéfice net calculé selon les PCGR du Canada comme indicateur du rendement d'exploitation. La définition des mesures financières non conformes aux PCGR se présente comme suit :

1) La **marge brute** se définit comme les revenus moins le rabais associé à la limite de revenus et les charges liées au combustible.

2) Le **bénéfice** désigne le bénéfice net.

Pour obtenir de plus amples renseignements,
veuillez communiquer avec :

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

Relations avec	416-592-4008
les médias	1-877-592-4008
	www.opg.com
	www.sedar.com

RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

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

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

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

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

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

Une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière d'OPG a été menée en date du 31 décembre 2009. Par conséquent, le président et chef de la direction et le chef des finances d'OPG attesteront les documents d'information annuels d'OPG déposés auprès de la CVMO, attestation qui couvre la conception et l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière d'OPG.

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

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



Tom Mitchell
Président et chef de la direction



Donn W. J. Hanbidge
Chef des finances

Le 4 mars 2010

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 2009 et 2008, et les états consolidés des résultats, des variations des capitaux propres, du résultat étendu et des flux de trésorerie des exercices terminés à ces dates. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction d'Ontario Power Generation Inc. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers 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 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. 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.

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 2009 et 2008, 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.



ERNST & YOUNG s.r.l./s.e.n.c.r.l.

Comptables agréés

Experts-comptables autorisés

Toronto, Canada

Le 4 mars 2010

ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2009	2008
Revenus (note 19)		
Revenus avant le rabais associé à la limite de revenus	5 640	6 359
Rabais associé à la limite de revenus (note 17)	(27)	(277)
	5 613	6 082
Charges liées au combustible (note 19)	991	1 191
Marge brute (note 19)	4 622	4 891
Charges (note 19)		
Exploitation, maintenance et administration	2 882	2 967
Amortissement (note 6)	760	743
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (note 10)	634	581
(Rendement des) pertes sur les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 10)	(683)	93
Impôt foncier et impôt sur le capital	86	80
	3 679	4 464
Bénéfice avant ce qui suit :	943	427
Autres (gains) et pertes (notes 4 et 18)	(10)	(9)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	953	436
Intérêts débiteurs, montant net (note 9)	185	165
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	768	271
Charge (recouvrement) d'impôts (note 11)		
Exigibles	51	255
Futurs	94	(72)
	145	183
Bénéfice net	623	88
Résultat de base et dilué par action ordinaire (en dollars)	2,43	0,34
Actions ordinaires en circulation (en millions)	256,3	256,3

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars)

	2009	2008
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	623	88
Ajustements pour les éléments hors caisse :		
Amortissement (note 6)	760	743
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (note 10)	634	581
(Rendement des) pertes sur les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (notes 10 et 19)	(683)	93
Charge de retraite (note 12)	69	187
Avantages complémentaires de retraite et régimes de retraite complémentaires (note 12)	180	226
Impôts futurs (note 11)	94	(72)
Évaluation à la valeur du marché des instruments dérivés	16	(33)
Provision pour combustible nucléaire irradié	35	33
Actifs et passifs réglementaires (note 7)	(429)	44
Autres (gains) et pertes (note 18)	(10)	(9)
Divers	29	19
	1 318	1 900
Cotisations aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 10)	(339)	(454)
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires (note 10)	(189)	(195)
Remboursement des dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires (note 10)	104	82
Cotisations à la caisse de retraite (note 12)	(271)	(253)
Charge au titre des avantages complémentaires de retraite et des régimes de retraite complémentaires (note 12)	(81)	(81)
Rabais associé à la limite de revenus (note 17)	(112)	(292)
Variation nette des autres actifs et passifs à long terme	105	90
Variation nette des soldes du fonds de roulement hors caisse (note 24)	(236)	73
Flux de trésorerie d'exploitation	299	870
Activités d'investissement		
Augmentation des actifs réglementaires (note 7)	(2)	(6)
Dépenses en immobilisations corporelles et actifs incorporels (notes 6 et 19)	(752)	(661)
Produit tiré de la cession de placements à long terme, montant net	1	15
Flux de trésorerie d'investissement	(753)	(652)
Activités de financement		
Émission de titres d'emprunt à long terme (note 8)	565	395
Remboursement de la dette à long terme (note 8)	(359)	(408)
Apport en capital par les actionnaires sans contrôle	4	-
Flux de trésorerie de financement	210	(13)
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(244)	205
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	315	110
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	71	315

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre

(en millions de dollars)

	2009	2008
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	71	315
Débiteurs (note 5)	391	525
Stocks de combustible	837	736
Charges payées d'avance	47	32
Impôts à recouvrer	45	-
Impôts futurs (note 11)	51	6
Matières et fournitures (note 19)	132	132
	1 574	1 746
Immobilisations corporelles (notes 6 et 19)		
Immobilisations corporelles	18 656	17 976
Moins : amortissement cumulé	5 820	5 246
	12 836	12 730
Actifs incorporels (notes 6 et 19)		
Actifs incorporels	370	357
Moins : amortissement cumulé	318	300
	52	57
Autres actifs à long terme		
Actifs des régimes de retraite reportés (note 12)	999	797
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 10)	10 246	9 209
Placements à long terme (note 4)	66	74
Matières et fournitures à long terme (note 19)	388	338
Impôts futurs (note 11)	-	62
Actifs réglementaires (note 7)	1 396	522
Débiteurs à long terme et autres actifs	27	44
	13 122	11 046
	27 584	25 579

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre

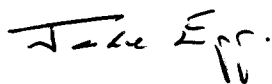
(en millions de dollars)

	2009	2008
Passif		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer	933	1 015
Rabais associé à la limite de revenus, à payer (note 17)	-	85
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (note 8)	978	357
Tranche des revenus constatés d'avance échéant à moins d'un an	12	12
Impôts sur les bénéfices et impôt sur le capital à payer	-	104
	1 923	1 573
Dette à long terme (note 8)	3 068	3 483
Autres passifs à long terme		
Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires (note 10)	11 859	11 384
Avantages complémentaires de retraite et régimes de retraite complémentaires (note 12)	1 796	1 703
Créditeurs à long terme et charges à payer	522	445
Revenus constatés d'avance	130	108
Impôts futurs (note 11)	633	-
Passifs réglementaires (note 7)	172	54
	15 112	13 694
Part des actionnaires sans contrôle (note 25)	4	-
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 15)	5 126	5 126
Bénéfices non répartis	2 375	1 752
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(24)	(49)
	7 477	6 829
	27 584	25 579

Engagements et éventualités (notes 7, 8, 12, 13 et 16)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration,



L'honorable Jake Epp
Président du conseil d'administration



M. George Lewis
Administrateur

ÉTATS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars)

	2009	2008
Actions ordinaires (note 15)	5 126	5 126
Bénéfices non répartis		
Solde au début de l'exercice	1 752	1 664
Bénéfice net	623	88
Solde à la fin de l'exercice	2 375	1 752
Cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices		
Solde au début de l'exercice	(49)	17
Autres éléments du résultat étendu de l'exercice	25	(66)
Solde à la fin de l'exercice	(24)	(49)
Total des capitaux propres à la fin de l'exercice	7 477	6 829

ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS

Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars)

	2009	2008
Bénéfice net	623	88
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices		
Gain net (perte nette) sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ¹	32	(52)
Reclassement dans le résultat net de gains sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ²	(7)	(14)
Autres éléments du résultat étendu de l'exercice	25	(66)
Résultat étendu	648	22

¹ Déduction faite d'impôts sur les bénéfices de 2 millions de dollars et de 3 millions de dollars respectivement pour les exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008.

² Déduction faite de recouvrements d'impôts de 3 millions de dollars et de 9 millions de dollars respectivement pour les exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008.

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

DES EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2009 ET 2008

1. DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

Ontario Power Generation Inc. (« OPG » ou la « Société ») a été constituée le 1^{er} décembre 1998 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) et est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario (la « Province »). OPG est une entreprise établie en Ontario dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario. OPG met l'accent sur la production efficiente et la vente d'électricité provenant de ses actifs de production, tout en assurant une exploitation sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan de l'environnement.

2. MODE DE PRÉSENTATION

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

Les états financiers consolidés incluent les comptes d'OPG et de ses filiales. OPG comptabilise ses participations dans les coentreprises selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, les comptes de la Société de gestion des déchets nucléaires (« SGDN ») sont inclus dans les états financiers consolidés d'OPG, laquelle est devenue le principal bénéficiaire de la SGDN. Suivant la note d'orientation

concernant la comptabilité 15, *Consolidation des entités à détenteurs de droits variables*, les montants applicables dans les comptes de la SGDN sont donc inclus dans les états financiers consolidés d'OPG. Toutes les opérations intersociétés importantes ont été éliminées au moment de la consolidation.

Certains montants comparatifs de 2008 ont été reclassés par rapport aux états financiers antérieurement présentés pour les rendre conformes à la présentation des états financiers consolidés de 2009.

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme

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

Les intérêts gagnés sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les placements à court terme de 1 million de dollars (13 millions de dollars en 2008) à un taux réel moyen de 0,7 % (3,0 % en 2008) sont présentés en diminution des intérêts débiteurs dans les états des résultats consolidés.

Cession de créances

La titrisation de créances représente la cession d'actifs, tels que des débiteurs, à des entités ou à des fiduciaires indépendantes, qui achètent des créances, puis émettent des droits dans celles-ci aux investisseurs. Ces opérations sont comptabilisées comme des ventes étant donné que le contrôle sur ces actifs a été cédé moyennant une contrepartie monétaire nette. Pour chaque cession, l'excédent de la valeur comptable des créances cédées sur la juste valeur estimative du produit reçu figure à titre de perte à la date du transfert dans les intérêts débiteurs nets. La valeur comptable des créances cédées est répartie entre les créances vendues et les droits conservés selon leur juste valeur relative à la date de la cession. La juste valeur est établie en fonction de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs. Les flux de trésorerie sont projetés à partir des meilleures estimations des principales hypothèses d'OPG, comme les taux d'actualisation, la durée de vie moyenne pondérée des créances et les ratios de créances irrécouvrables.

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

Stocks

Les stocks de combustible sont évalués au coût moyen pondéré ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux montants.

Les matières et les fournitures sont évaluées au coût moyen ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé de ces deux montants. La valeur de réalisation nette des matières et des fournitures est établie en fonction de divers facteurs, dont la durée de vie utile résiduelle des installations dans lesquelles les matières et les fournitures seront vraisemblablement utilisées.

Immobilisations corporelles et actifs incorporels et amortissement

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût. Les frais d'intérêts engagés pendant la construction et l'aménagement 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 principales composantes sont capitalisées.

Les taux d'amortissement utilisés pour les différentes catégories d'immobilisations sont fondés sur leur durée de vie utile estimative. Les coûts d'enlèvement des immobilisations qui n'ont pas fait l'objet d'une provision spécifique au cours de la période considérée ou des périodes antérieures sont également imputés à la dotation aux amortissements. Les frais de réparation et de maintenance sont imputés aux résultats 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 sont amortis selon la méthode de l'amortissement dégressif. Les actifs incorporels, qui sont constitués des principaux logiciels d'application, sont amortis selon la méthode linéaire. Au 31 décembre 2009, les périodes d'amortissement des immobilisations corporelles et des actifs incorporels se présentent comme suit :

Centrales nucléaires et principales composantes	15 à 58 ans ¹
Centrales thermiques et principales composantes	25 à 44 ans ²
Centrales hydroélectriques et principales composantes	25 à 100 ans
Installations d'administration et de service	10 à 50 ans
Ordinateurs et équipement de transport et de travail – amortissement dégressif	9 % à 40 % par année
Principaux logiciels d'application	5 ans
Matériel de service	5 à 10 ans

¹ Au 31 décembre 2009, aux fins de l'amortissement, la fin de vie des centrales nucléaires Darlington, Pickering A, Pickering B, Bruce A et Bruce B se situait entre 2014 à 2035. Les principales composantes sont amorties sur la durée de vie de la centrale ou sur la durée de vie des composantes, selon la plus courte des durées. La centrale nucléaire Bruce A a été amortie en totalité en 2003. Toutefois, Bruce Power L.P. a décidé de remettre la centrale Bruce A en état, entraînant une augmentation de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations et une hausse de la valeur comptable de la centrale Bruce A. Les changements apportés à la durée de vie de la centrale aux fins de son amortissement sont décrits à la rubrique *Modifications de conventions et d'estimations comptables*.

² Les unités 1 et 2 de la centrale Lambton et les unités 2 et 3 de la centrale Nanticoke seront totalement amorties le 30 septembre 2010.

Dépréciation des immobilisations corporelles

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

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

Le *Règlement de l'Ontario 53/05*, édicté en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, fait en sorte que, depuis le 1^{er} avril 2005, OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par ses centrales hydroélectriques de base et par la totalité de ses centrales nucléaires. La réglementation a établi les tarifs réglementés qui étaient en vigueur jusqu'au 1^{er} avril 2008. La décision de la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »), rendue au quatrième trimestre de 2008, a établi les nouveaux tarifs qui sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2008. Les tarifs réglementés étaient fondés sur une méthode axée sur les coûts prévus de prestation du service. Cette méthode établit les montants des paiements réglementés en fonction des besoins de revenus en tenant compte des prévisions en matière de volumes de production et du total des charges d'exploitation, et d'un rendement de la base tarifaire. La base tarifaire est un concept réglementaire qui représente le niveau net moyen des investissements dans des immobilisations réglementées et une provision pour le fonds de roulement. Les tarifs réglementés antérieurs au 1^{er} avril 2008 avaient été établis par la Province.

La décision de la CEO rendue au quatrième trimestre de 2008, ainsi que celle rendue en mai 2009 sur la motion d'OPG visant à revoir et à modifier une partie de la décision de 2008, ont autorisé l'établissement de certains comptes d'écarts et de report avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008. La décision de la CEO autorisait également le traitement des soldes antérieurement comptabilisés par OPG dans les comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2007. L'incidence de la réglementation et de la décision de la CEO sur les conventions de comptabilisation des produits est décrite à la rubrique *Comptabilisation des produits*.

La CEO est une société d'État autofinancée. Son mandat et son autorité lui sont conférés par la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la *Loi de 1998 sur l'électricité* et un bon nombre d'autres lois provinciales. La CEO est un tribunal indépendant quasi judiciaire qui rend des comptes à l'organe législatif de la Province par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure. Elle réglemente les intervenants du marché dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité de la Province et exerce ses fonctions de réglementation au moyen d'audiences publiques et d'autres instances moins officielles comme des consultations.

Les soldes des comptes d'écarts et de report sont comptabilisés à titre d'actifs et de passifs réglementaires, puisque les normes comptables canadiennes reconnaissent que la réglementation des tarifs peut donner lieu à des avantages et à des obligations économiques dont le recouvrement auprès des consommateurs ou le remboursement à ces derniers sont exigés par l'organisme de réglementation. Lorsqu'une société détermine avoir une assurance suffisante que les charges engagées seront récupérées dans l'avenir, ces charges peuvent être reportées et comptabilisées comme un actif réglementaire. Lorsqu'un organisme de réglementation prévoit la récupération, dans les tarifs en vigueur, de charges qui ne sont pas engagées, un passif réglementaire est alors comptabilisé. L'évaluation des actifs et des passifs réglementaires est tributaire de certaines estimations et hypothèses, y compris des hypothèses posées relativement à l'interprétation de la réglementation et des décisions de la CEO. Ces estimations et hypothèses seront examinées dans le cadre du processus réglementaire de la CEO.

Les soldes des actifs et passifs réglementaires dont l'inclusion dans les tarifs réglementés est approuvée par l'organisme de réglementation sont amortis sur les périodes de recouvrement approuvées. Les soldes non approuvés, y compris les intérêts connexes, sont imputés aux résultats au cours de la période pendant laquelle la décision de l'organisme de réglementation est rendue. Des intérêts sont appliqués aux soldes réglementaires selon les taux prescrits par la réglementation ou la CEO afin de comptabiliser les frais de financement qui devront être recouverts auprès des consommateurs ou remboursés à ces derniers.

Se reporter aux notes 7 et 11 afférentes aux présents états financiers consolidés pour les renseignements

additionnels sur les actifs et passifs réglementaires et la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

Placements dans OPG Ventures

Conformément à la note d'orientation concernant la comptabilité 18 (NOC-18), *Sociétés de placement*, les placements détenus par la filiale en propriété exclusive de la Société, OPG Ventures Inc. (« OPGV »), sont comptabilisés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur des placements sont incluses dans les revenus de la période pendant laquelle les variations se produisent. La juste valeur de ces placements fait l'objet d'une estimation à l'aide d'une méthode appropriée à la lumière de la nature, des faits et des circonstances propres à chaque placement, et elle tient compte de données, d'intrants du marché, d'hypothèses et d'estimations raisonnables. Voir les notes 13 et 22 des présents états financiers consolidés pour en savoir plus sur les placements d'OPG dans OPGV.

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

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

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

La désactualisation découle du fait que les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires sont présentés à leur valeur

actualisée nette. La charge de désactualisation, qui correspond à l'augmentation de la valeur comptable des passifs attribuable au passage du temps, est incluse dans les charges d'exploitation.

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

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

Conformément à l'accord en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (« ONFA ») conclu entre OPG et la Province, OPG a établi un Fonds distinct pour combustible irradié (le « Fonds pour combustible irradié ») et un Fonds distinct de déclassement (le « Fonds de déclassement ») (collectivement, les « Fonds nucléaires »). Le Fonds pour combustible irradié vise à financer les dépenses liées à l'évacuation des grappes de combustible nucléaire irradié fortement radioactif, tandis que le Fonds de déclassement a été établi pour financer les dépenses liées à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à l'évacuation des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité. OPG conserve les Fonds nucléaires dans des comptes de garde en mains tierces qui sont distincts du reste de ses actifs.

Les placements dans les Fonds nucléaires et les montants correspondants dus à la Province sont classés comme détenus à des fins de transaction. Ainsi, les Fonds nucléaires et les montants correspondants dus à la Province sont évalués à leur juste valeur selon le cours acheteur des titres sous-jacents, et les gains et les pertes sont comptabilisés en résultat net.

Constataion des revenus

La production d'électricité d'OPG est entièrement vendue sur le marché de l'énergie au comptant en temps réel qui est administré par la Société indépendante d'exploitation du réseau de l'électricité (« SIERE »). Les revenus tirés de l'énergie produite par les centrales nucléaires pendant la période allant du 1^{er} avril 2005 au 31 mars 2008 étaient fondés sur un tarif réglementé de 4,95 ¢/kWh. Le tarif réglementé pour la production d'énergie nucléaire a augmenté pour s'établir à 5,50 ¢/kWh rétrospectivement au 1^{er} avril 2008 selon la décision de la CEO rendue au quatrième trimestre de 2008.

Ce tarif comprend un avenant tarifaire de 0,20 ¢/kWh au titre du recouvrement de soldes de comptes d'écarts et de report nucléaires approuvés.

Le tarif réglementé perçu pour la période du 1^{er} avril 2005 au 31 mars 2008 pour la production provenant des installations hydroélectriques réglementées était de 3,30 ¢/kWh. Pour la production excédant 1 900 MWh pour toute heure, OPG a été payée au prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario en guise de mécanisme incitatif visant à optimiser la production hydroélectrique. La CEO a établi un nouveau tarif de 3,67 ¢/kWh pour la production hydroélectrique réglementée, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008. La CEO a également approuvé un mécanisme incitatif révisé qui a pris effet le 1^{er} décembre 2008. Selon ce mécanisme, OPG reçoit, de ces installations hydroélectriques pour un mois, le tarif réglementé approuvé de 3,67 ¢/kWh pour la production nette moyenne réelle par heure d'énergie. Pour les heures où la production nette réelle d'énergie en Ontario est supérieure ou inférieure au volume net moyen par heure, les revenus tirés des installations hydroélectriques sont rajustés d'un montant égal à l'écart entre le volume moyen net par heure et la production réelle nette d'énergie multipliée par le prix du marché au comptant. Le tarif réglementé de 3,67 ¢/kWh comprend le recouvrement de soldes réglementaires approuvés provenant des installations hydroélectriques selon des périodes de recouvrement autorisées dans la décision de la CEO.

Au cours de 2009, OPG a déposé une demande d'ordonnance comptable relative au traitement d'un certain nombre de comptes d'écarts et de report pour la période postérieure au 31 décembre 2009. Dans sa demande, OPG a sollicité le maintien en place de l'avenant tarifaire de 0,20 ¢/kWh pour le recouvrement de soldes réglementaires provenant des centrales nucléaires approuvés dans la décision d'OPG de 2008. OPG a aussi sollicité l'établissement de la méthode de comptabilisation des ajouts aux soldes des comptes d'écarts et de report existants après 2009. Ces demandes ont été approuvées par la décision de la CEO en octobre 2009. De plus, la CEO a ordonné à OPG d'établir un nouveau compte d'écarts afin de constater, le cas échéant, tout recouvrement excédentaire sur les soldes du compte d'écarts liés aux installations hydroélectriques reçu dans le paiement pour la production hydroélectrique au cours de 2010. OPG envisage de déposer une demande auprès de la CEO pour que les nouveaux montants des paiements pour ses installations réglementées prennent effet le 1^{er} janvier 2011.

Sous réserve des ententes conclues avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») et la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO »), et de la limite de revenus, la production provenant des autres actifs de production d'OPG demeure non réglementée et continue d'être vendue au prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario. 85 % de la production provenant des autres actifs de production d'OPG, excluant la centrale Lennox, les centrales dont la production est assujettie à une entente appelée Hydroelectric Energy Supply Agreement (« HESA ») conclue avec l'OEO aux termes d'une directive ministérielle, et les ventes à terme au 1^{er} janvier 2005, font l'objet d'une limite de revenus pour la période allant du 1^{er} avril 2005 au 30 avril 2009. La production d'une unité ayant fait l'objet d'une conversion de combustible et la production supplémentaire d'une centrale ayant fait l'objet d'une remise en état ou d'un agrandissement sont aussi exclues de la production couverte par la limite de revenus.

La limite de revenus, qui était de 4,7 ¢/kWh pendant la période du 1^{er} mai 2007 au 30 avril 2008, est passée à 4,8 ¢/kWh le 1^{er} mai 2008. Au cours de cette période, les volumes vendus aux termes d'une vente aux enchères pilote administrée par l'OEO étaient assujettis à une limite de revenus supérieure de 0,5 ¢/kWh à la limite de revenus applicable aux autres actifs de production d'OPG. Les revenus excédant ces limites de revenus ont été remis à la SIERE au profit des consommateurs. Le rabais associé à la limite de revenus est arrivé à échéance le 30 avril 2009.

Les centrales Lambton et Nanticoke font l'objet d'une entente de soutien éventuel avec la SFIEO. L'entente a été mise en place pour permettre à OPG de recouvrer les coûts de ses centrales au charbon après l'instauration de la stratégie d'OPG relative à la réduction des émissions de dioxyde de carbone (« CO₂ »). De plus, la production de la centrale Lennox était visée par le contrat de fiabilité impérative jusqu'au 30 septembre 2009. La production des centrales Lac Seul et Ear Falls est visée par un HESA.

OPG vend et achète aussi de l'électricité sur les marchés interconnectés des provinces avoisinantes canadiennes et dans les régions du nord-est et du Midwest des États-Unis. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures figurent aux bilans consolidés à la valeur de marché, les gains et les pertes étant constatés dans les états des résultats

consolidés. Les gains et les pertes sur contrats de négociation d'énergie (y compris ceux qui seront réglés physiquement) sont présentés au montant net dans les états des résultats consolidés. Ainsi, des achats d'électricité de 79 millions de dollars en 2009 et de 177 millions de dollars en 2008 ont été déduits des revenus.

OPG tire ses revenus autres qu'énergétiques en vertu d'un contrat de location-exploitation conclu avec Bruce Power L.P. (« Bruce Power »), qui vise les centrales nucléaires Bruce. Ils comprennent un revenu locatif et les revenus tirés des services d'analyse et de conception techniques, et des services connexes et techniques. Avant le 1^{er} avril 2008, OPG comptabilisait les revenus tirés du contrat de location-exploitation avec Bruce Power selon la comptabilité de trésorerie. Selon cette méthode, OPG a constaté le revenu locatif comme le prescrit le contrat de location dans la mesure où les paiements de location devaient être inclus dans les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Par suite de la décision de la CEO rendue au quatrième trimestre de 2008, certains paiements de location reçus de Bruce Power ont été inclus dans l'établissement des tarifs réglementés avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008 linéairement sur la durée du contrat de location. Par conséquent, OPG a comptabilisé ces paiements de location linéairement sur la durée du contrat de location avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008.

OPG tire également des revenus de sa participation dans la coentreprise Brighton Beach Power Limited Partnership (« Brighton Beach ») relativement à une convention de conversion énergétique entre Brighton Beach et Shell Energy North America (Canada) Inc. (« Shell », anciennement Coral Energy Canada Inc.) Elle tire aussi des revenus de sa quote-part de 50 % des résultats de la centrale alimentée au gaz du Portlands Energy Centre (« PEC »), qui est détenue en copropriété avec TransCanada Energy Ltd. De plus, les revenus autres qu'énergétiques englobent les revenus tirés de la vente d'isotopes et des locations immobilières. Les revenus tirés de ces activités sont constatés lorsque les services sont rendus ou lorsque les produits sont livrés.

Instruments financiers

Le 1^{er} janvier 2007, OPG a adopté trois normes comptables qui ont été publiées par l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA ») : le chapitre 1530, « Résultat étendu »; le chapitre 3855, « Instruments financiers – comptabilisation et

évaluation »; et le chapitre 3865, « Couvertures ». Le chapitre 3855 a été modifié en juillet 2009 avec les modifications applicables aux états financiers consolidés annuels du 31 décembre 2009. Ces modifications n'ont pas eu d'incidence sur OPG.

Aux fins comptables, les actifs financiers sont classés comme des placements détenus jusqu'à l'échéance, des prêts et créances, ou comme des actifs financiers détenus à des fins de transaction ou disponibles à la vente, et les passifs financiers sont classés comme détenus à des fins de transaction ou à des fins autres que de transaction. Les actifs et passifs financiers détenus à des fins de transaction sont évalués à la juste valeur, et les gains et les pertes sont comptabilisés en résultat net. Les actifs financiers détenus jusqu'à leur échéance, les prêts et les créances ainsi que les passifs financiers détenus à des fins autres que de transaction sont évalués au coût après amortissement. Les actifs financiers disponibles à la vente sont évalués à la juste valeur, et les gains et pertes latents découlant des variations de la juste valeur sont constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. Lorsque le contrat exige que les actifs soient livrés dans un délai établi, les actifs financiers achetés et vendus sont constatés à la date de l'opération. Tous les dérivés, y compris les dérivés incorporés qui doivent être comptabilisés de manière distincte, doivent habituellement être classés comme détenus à des fins de transaction et comptabilisés à la juste valeur dans les bilans consolidés. Les coûts de transaction des instruments financiers classés ou désignés comme détenus à des fins de transaction sont imputés aux résultats à mesure qu'ils sont engagés.

La norme permet aussi de désigner tout instrument financier comme détenu à des fins de transaction (l'option de la juste valeur) au moment de sa comptabilisation initiale. Cette désignation par OPG exige que l'instrument financier puisse être évalué de façon fiable, parce qu'une disparité de traitement en matière d'évaluation ou de comptabilisation résulterait autrement du fait que des actifs ou des passifs sont évalués sur des bases différentes.

Couvertures

La norme précise les critères en vertu desquels la comptabilité de couverture peut être appliquée et comment elle doit être appliquée pour chacune des stratégies de couverture permises : les couvertures de juste valeur, les couvertures de flux de trésorerie et les couvertures de l'exposition au risque de change d'un investissement net dans un

établissement étranger autonome. Dans le cas d'une relation de couverture de flux de trésorerie, la partie efficace de la variation de la juste valeur du dérivé de couverture est constatée dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. La partie inefficace est comptabilisée en résultat net. Les montants constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans le résultat net des périodes au cours desquelles le résultat net subit l'incidence de la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert.

Dérivés

Une partie de la production non réglementée d'OPG est exposée aux fluctuations des prix de l'électricité associées à un marché au comptant de l'électricité de gros en Ontario. Elle gère ce risque au moyen de divers contrats sur l'énergie et contrats de ventes connexes. Ces contrats doivent servir de couverture contre le risque sur marchandises dans le portefeuille de production d'OPG. Les gains et les pertes sur les instruments de couverture sont comptabilisés dans les revenus non réglementés pendant la durée du contrat lorsque l'opération sous-jacente est effectuée. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont constatés comme des actifs ou des passifs, à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les autres revenus.

OPG conclut aussi des dérivés avec d'importantes institutions financières afin de gérer l'exposition de la Société à la fluctuation des devises. Les gains et les pertes de change sur ces contrats de dérivés libellés en devises sont constatés en tant qu'ajustement du prix d'achat de la marchandise ou des biens reçus.

OPG est exposée aux variations des taux d'intérêt du marché sur la dette qui doit, selon les prévisions, être émise dans l'avenir. OPG utilise des dérivés sur taux d'intérêt pour couvrir cette exposition. Les gains et les pertes sur ces couvertures de taux d'intérêt sont comptabilisés en tant qu'ajustement des intérêts débiteurs se rapportant à la dette couverte. Les gains et les pertes qui ne répondent pas aux critères d'efficacité sont comptabilisés dans le bénéfice net de la période au cours de laquelle ils se produisent.

OPG se sert de crédits de réduction des émissions et de quotas pour gérer les émissions dans les limites réglementaires prescrites. Les crédits de réduction des émissions sont achetés auprès de partenaires commerciaux au Canada et aux États-Unis. Les

quotas d'émissions sont obtenus de la Province et achetés auprès de partenaires commerciaux en Ontario. Le coût des crédits de réduction des émissions et des quotas est comptabilisé dans les stocks et imputés aux résultats d'OPG, au coût moyen, dans les charges liées au combustible, selon les besoins.

La comptabilité de couverture est appliquée lorsque l'instrument dérivé est désigné en tant que couverture et lorsqu'il est prévu qu'elle sera efficace tout au long de la durée de vie de l'élément couvert. La juste valeur de l'instrument dérivé est incluse dans le cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les états du résultat étendu consolidés. Lorsqu'une relation de couverture prend fin, qu'il est mis fin à une désignation de relation de couverture ou qu'une partie de l'instrument de couverture n'est plus efficace, tous les gains ou les pertes connexes inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont comptabilisés dans l'état des résultats consolidé de la période.

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 est constaté dans les revenus.

Recherche et développement

Les frais de recherche et de développement sont imputés aux résultats dans l'exercice où ils sont engagés. Les frais de recherche et de développement engagés pour régler des obligations à long terme, comme les passifs liés à la gestion des déchets nucléaires, pour lesquels des provisions spécifiques existent déjà, sont imputés au passif correspondant.

Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

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. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, des programmes d'avantages complémentaires de retraite similaires ont été mis sur pied par la SGDN. De l'information sur les programmes d'avantages complémentaires de retraite de la Société est présentée sur une base consolidée.

OPG constate ses obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. Les obligations au titre des coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont établies selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services. L'obligation au titre des prestations d'invalidité prolongée est calculée au moyen de la méthode de répartition des prestations selon une capitalisation à l'échéance. Les obligations au titre des prestations constituées et des avantages complémentaires de retraite dépendent de divers facteurs dont les taux d'intérêt, les ajustements provenant de modifications des régimes, les modifications des hypothèses, les gains ou les pertes actuariels, le niveau des salaires, l'inflation et la hausse des prix. Les coûts et les obligations liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite sont déterminés chaque année par des actuaires indépendants, à partir des meilleures hypothèses de la direction.

Les hypothèses sont des intrants importants des modèles actuariels qui évaluent les obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite et leur incidence connexe sur l'exploitation. Deux principales hypothèses, soit le taux d'actualisation et l'inflation, constituent des éléments importants du coût et des obligations relatifs aux avantages. En outre, le taux de rendement prévu des actifs est une hypothèse importante pour l'établissement des coûts des régimes de retraite. Ces hypothèses, de même que d'autres hypothèses touchant des facteurs démographiques comme l'âge de la retraite, le taux de mortalité et le taux de roulement du personnel, sont évaluées régulièrement par la direction de concert avec un actuaire indépendant. Au cours du processus d'évaluation, les hypothèses sont mises à jour pour refléter l'historique réel et les prévisions. Les résultats réels pour tout exercice différeront souvent des hypothèses actuarielles en raison de facteurs économiques et autres, et selon les PCGR du Canada, l'incidence de ces écarts est cumulée et amortie sur les périodes futures.

Les taux d'actualisation employés par OPG pour établir les obligations au titre des prestations projetées et les coûts des régimes d'avantages sociaux de la Société sont fondés sur le rendement d'obligations de sociétés notées AA représentatives. Les taux d'actualisation permettent à OPG de calculer la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs prévus à la date d'évaluation. Un taux

d'actualisation moins élevé se traduit par une augmentation de la valeur actualisée des obligations au titre des prestations constituées et des coûts des régimes. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes est fondé sur la répartition actuelle et prévue des actifs, de même que sur les risques passés et les rendements à long terme de chaque catégorie d'actifs du portefeuille des régimes. Un taux de rendement des actifs des régimes moins élevé se traduit par une augmentation des coûts des régimes de retraite.

Les actifs de la caisse de retraite se composent 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 titres de capitaux propres ou les titres d'emprunt émis par OPG. Les actifs de la caisse de retraite sont évalués à des valeurs liées au marché afin de déterminer les gains ou les pertes actuariels et le rendement prévu des actifs des régimes. La valeur liée au marché prend en compte des gains et des pertes sur les actifs découlant des titres de capitaux propres à un taux de rendement réel présumé de 6 % sur une période de cinq ans.

Les coûts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite comprennent les coûts des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice, les intérêts débiteurs sur les obligations, le rendement prévu des actifs des régimes de retraite, les ajustements liés aux modifications des régimes et les ajustements liés aux gains et aux pertes actuariels, qui découlent de changements d'hypothèses, et les gains et les pertes réels. Les coûts des prestations au titre des services passés résultant des modifications des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés couverts par le régime jusqu'à la pleine admissibilité. 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 nette cumulative non amortie) sur 10 % de l'obligation au titre des prestations ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes de retraite, selon le plus élevé des deux montants, est amorti sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés, étant donné qu'OPG réalisera les avantages économiques au cours de cette période.

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 à la SFIEO des paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés et de l'impôt sur le capital. 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 à la réglementation connexe. OPG verse donc des impôts d'un montant semblable au montant qu'elle devrait verser en vertu des lois fiscales fédérale et provinciale.

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices de ses activités non réglementées. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôts futurs sont établis selon les écarts entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales des actifs et des passifs et sont évalués au moyen des taux d'imposition pratiquement en vigueur et des lois qui seront en vigueur au cours des exercices où les écarts temporaires devraient se résorber ou se régler. L'incidence d'une modification du taux d'imposition sur les actifs et les passifs d'impôts futurs est imputée aux résultats dans la période où la modification est pratiquement en vigueur. Les actifs d'impôts futurs sont évalués et, si leur réalisation n'est pas jugée plus probable qu'improbable, une provision pour moins-value est constituée.

Du 1^{er} avril 2005 au 31 décembre 2008, OPG a suivi la méthode des impôts exigibles pour les secteurs à tarifs réglementés de ses activités. Selon cette méthode, OPG n'a pas constaté d'impôts futurs liés à ses secteurs à tarifs réglementés dans la mesure où ces impôts futurs devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle.

Comme il en est question à la rubrique *Modifications de conventions et d'estimations comptables*, depuis le 1^{er} janvier 2009, OPG est tenue de constater les impôts futurs associés à ses activités à tarifs

réglementés, y compris les impôts futurs sur les écarts temporaires liés aux actifs et passifs réglementaires constatés à des fins comptables. Ainsi, depuis le 1^{er} janvier 2009, OPG suit la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices de toutes ses activités et comptabilise un actif ou un passif réglementaire correspondant pour les impôts futurs qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle.

OPG verse à la SFIEO des paiements en remplacement des impôts fonciers sur ses actifs de production d'énergie nucléaire et thermique, et paie aussi des impôts fonciers aux municipalités.

OPG se voit imputer un montant sur les revenus bruts tirés de la production annuelle d'électricité découlant de ses actifs de production hydroélectrique. Ce montant comprend un pourcentage fixe appliqué à la production hydroélectrique annuelle des centrales situées sur des terres de la Couronne et un pourcentage progressif applicable à toutes les centrales hydroélectriques. Il est inclus dans les charges liées au combustible.

Modifications de conventions et d'estimations comptables

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

L'ICCA a révisé ses directives à l'égard de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, et apporté des changements de conformité au chapitre 1100, « Principes comptables généralement reconnus », (« chapitre 1100 »), au chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfices », (« chapitre 3465 ») et à la note d'orientation concernant la comptabilité 19, *Entités assujetties à la réglementation des tarifs – informations à fournir* (NOC-19), du *Manuel de l'ICCA*, de manière à :

- > supprimer l'exemption temporaire se rapportant à l'application du chapitre 1100 à la constatation des activités à tarifs réglementés, y compris éliminer la possibilité d'utiliser les pratiques du secteur comme méthode acceptable de constatation et d'évaluation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs;
- > modifier le chapitre 3465 afin d'exiger la constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs, de même qu'un actif ou un passif réglementaire distinct au titre du montant d'impôts futurs devant être inclus dans les tarifs

- futurs et recouvré auprès des clients futurs (ou payés à ceux-ci);
- > modifier la NOC-19, au besoin, par suite des modifications apportées aux chapitres 1100 et 3465.

En raison des modifications apportées au chapitre 3465, OPG doit constater les impôts futurs associés à ses activités à tarifs réglementés. OPG a appliqué les modifications de manière prospective aux états financiers consolidés intermédiaires et annuels à compter du 1^{er} janvier 2009. L'incidence de la modification est présentée à la note 11, *Impôts sur les bénéfices*.

De plus, depuis le 1^{er} janvier 2009, compte tenu de la suppression de l'exemption temporaire prévue au chapitre 1100, la Société doit appliquer le chapitre 1100 à la constatation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs. Certains actifs et passifs découlant de la réglementation des tarifs continuent d'être visés par des directives précises en vertu d'une source première de PCGR du Canada qui ne s'appliquent qu'aux circonstances particulières qui y sont décrites, y compris celles prévues au chapitre 1600, « États financiers consolidés », au chapitre 3061, « Immobilisations corporelles », au chapitre 3465, et au chapitre 3475, « Sortie d'actifs à long terme et abandon d'activités », du *Manuel de l'ICCA*. D'autres actifs et passifs découlant de la réglementation des tarifs ne sont pas visés par des directives précises en vertu d'une source première de PCGR du Canada. Par conséquent, le chapitre 1100 oblige la Société à adopter des conventions comptables faisant appel au jugement professionnel et à l'application de concepts décrits au chapitre 1000, « Fondements conceptuels des états financiers », du *Manuel de l'ICCA*. Pour l'élaboration de ces conventions comptables, la Société peut consulter d'autres sources, y compris des prises de position publiées par des organismes autorisés à publier des normes comptables dans d'autres territoires. Par conséquent, conformément au chapitre 1100, la Société a établi que ces actifs et passifs pouvaient être constatés selon les PCGR du Canada et que cette constatation était conforme à l'Accounting Standards Codification Topic 980, *Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation* (qui remplace le Financial Accounting Standards No. 71) du Financial Accounting Standards Board. Par conséquent, il n'y a pas d'incidence sur les états financiers de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, à l'exception de l'incidence de la modification du chapitre 3465, comme il est mentionné ci-dessus.

Actifs incorporels

En février 2008, l'ICCA a publié le chapitre 3064, « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », du *Manuel de l'ICCA*, qui remplace le chapitre 3062, « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels », et qui établit des normes de constatation, d'évaluation, de présentation et d'informations à fournir relatives aux écarts d'acquisition et aux actifs incorporels.

OPG a adopté le chapitre 3064 le 1^{er} janvier 2009 et a reclassé les montants comparatifs des périodes précédentes des immobilisations corporelles aux actifs incorporels. L'adoption de cette norme n'a pas eu d'incidence importante sur la situation financière de la Société ni sur ses résultats d'exploitation. Les actifs incorporels sont amortis sur une période de cinq ans.

Amortissement des actifs à long terme

Les estimations comptables liées à l'amortissement des actifs à long terme exigent beaucoup de discernement de la part de la direction pour évaluer les durées de vie utile appropriées des actifs à long terme d'OPG, y compris la prise en compte de divers facteurs technologiques et autres.

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, la durée de service des centrales thermiques a été prolongée de deux ans, jusqu'à 2014, aux fins du calcul de l'amortissement, selon l'annonce de la province d'Ontario d'éliminer progressivement la production d'électricité liée au charbon d'ici 2014. Cette prolongation a permis de réduire la dotation aux amortissements de 31 millions de dollars par année. Par la suite, en septembre 2009, en collaboration avec le ministère de l'Énergie et de l'Infrastructure, OPG a annoncé sa décision de fermer deux unités au charbon à chacune de ses centrales alimentées au charbon Lambton et Nanticoke. Par suite de la fermeture de ces unités, en septembre 2009, OPG a révisé la fin de vie de ces unités, la faisant passer de décembre 2014 à octobre 2010. Cette modification de l'estimation a été comptabilisée sur une base prospective et a fait augmenter la dotation aux amortissements de 11 millions de dollars en 2009. La modification de l'estimation entraînera une augmentation de la dotation aux amortissements de 22 millions de dollars en 2010.

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008, la durée de service de la centrale nucléaire Darlington a été prolongée de deux ans, jusqu'à 2019, aux fins du calcul de l'amortissement, par suite d'une analyse

technique des composantes à la durée de vie limitée de la centrale. Cette prolongation a permis de réduire la dotation aux amortissements de 18 millions de dollars par année.

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2008, la Société a prolongé la durée de service de la centrale nucléaire Bruce B jusqu'à 2014, aux fins de l'amortissement, par suite de l'examen des plans de capacité de production future du Plan pour le réseau d'électricité intégré (« PREI ») de l'OEO et à la lumière des données historiques sur la durée de service des principales composantes à durée de vie limitée de la centrale. En raison de cette prolongation, la dotation aux amortissements a diminué de 7 millions de dollars par année. De plus, en date du 1^{er} janvier 2008, OPG a prolongé la durée de service de la centrale nucléaire Bruce A jusqu'à 2035, aux fins de l'amortissement, par suite de l'examen des plans de capacité de production future déposés auprès de l'OEO et d'autres informations disponibles. La prolongation de la durée de service de la centrale nucléaire Bruce A, aux fins de l'amortissement, a réduit la dotation aux amortissements de 8 millions de dollars par année.

Restructuration

Par suite de la décision de fermer deux unités au charbon à chacune de ses centrales Lambton et Nanticoke, OPG a avisé les intervenants clés, dont la Society of Energy Professionals et le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique, de la décision, conformément à leurs conventions collectives respectives. On estime que les coûts de cessation des activités pourraient atteindre jusqu'à 35 millions de dollars et ils devraient être constatés en 2010 lorsqu'ils seront finalisés.

Instruments financiers – informations à fournir et présentation

En juin 2009, l'ICCA a modifié le chapitre 3862 de son *Manuel*, « Instruments financiers – informations à fournir » (« chapitre 3862 »), afin d'y inclure des exigences additionnelles en matière d'information à fournir sur l'évaluation à la juste valeur des instruments financiers et le risque d'illiquidité. Ces modifications exigent que les entités classent les évaluations à la juste valeur selon une hiérarchie qui tient compte de l'importance des données utilisées dans l'évaluation des instruments financiers. La hiérarchie des évaluations à la juste valeur comporte trois niveaux. La juste valeur des actifs et des passifs de niveau 1 est établie à l'aide de prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et

passifs identiques. Les évaluations de niveau 2 font appel à des données autres que les prix cotés pour lesquelles toutes les données importantes se fondent sur des données de marché observables, que ce soit directement ou indirectement. Les évaluations de niveau 3 reposent sur des données qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables. Ces modifications sont prises en compte dans les états financiers de 2009 d'OPG. Les modifications n'exigent pas la présentation d'information aux fins de comparaison. Par conséquent, l'information à fournir n'est présentée que pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

Modifications futures de conventions comptables

En février 2008, le Conseil des normes comptables du Canada a confirmé que, pour les entreprises ayant une obligation publique de rendre des comptes, les Normes internationales d'information financière (« IFRS »), telles qu'elles sont publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »), remplaceront les PCGR du Canada dans les états financiers annuels et intermédiaires des exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2011. Les IFRS sont fondées sur un cadre conceptuel similaire à celui des PCGR du Canada; toutefois, il existe des différences importantes en ce qui a trait à certaines questions de comptabilisation, d'évaluation et d'informations à fournir. Conformément au projet de conversion aux IFRS d'OPG, une évaluation a été réalisée afin de cerner les principales différences comptables par rapport aux PCGR du Canada. L'évaluation par OPG de l'incidence des IFRS dépendra des normes IFRS en vigueur au moment de la transition et des choix comptables qui auront été faits. Les changements proposés aux normes IFRS pourraient entraîner d'autres différences comptables importantes. Les états financiers consolidés d'OPG, tels qu'ils sont actuellement présentés selon les PCGR du Canada, seront très différents lorsqu'ils seront dressés selon les IFRS. OPG publiera ses premiers états financiers consolidés dressés selon les IFRS pour la période terminée le 31 mars 2011, y compris un exercice de données comparatives.

4. PLACEMENTS DANS DU PAPIER COMMERCIAL ADOSSÉ À DES ACTIFS (PCAA)

En vertu des modalités d'un plan de restructuration annoncé par le Comité pancanadien d'investisseurs dans du papier commercial adossé à des actifs de tiers, le papier commercial à court terme d'OPG a été échangé contre des billets à plus long terme d'environ 58 millions de dollars en janvier 2009. OPG a reçu cinq catégories de billets, qui sont soutenus par des facilités de financement de marge provenant de fournisseurs d'actifs tiers, de banques canadiennes et des gouvernements. OPG a aussi reçu un paiement partiel des intérêts courus totalisant 2 millions de dollars sur son papier commercial à court terme détenu au cours des 17 derniers mois. OPG a remplacé le PCAA existant qui avait une valeur comptable nette de 35 millions de dollars (valeur comptable de 58 millions de dollars moins une provision de 23 millions de dollars) par du nouveau PCAA de 35 millions de dollars, représentant la juste valeur du nouveau PCAA. Les billets restructurés devraient comporter une échéance de 8 à 9 ans. L'échéance exacte sera établie en fonction du moment de la reprise de garanties lorsque les swaps sous-jacents viendront à échéance. L'échéance établie pour les billets est 2056.

OPG a classé le nouveau PCAA aux fins d'évaluation, après sa comptabilisation initiale et la présentation des produits connexes, comme détenu à des fins de transaction. La juste valeur a été établie à partir d'un modèle de flux de trésorerie actualisés. Aux fins des informations à fournir selon la hiérarchie des évaluations à la juste valeur, prévues au chapitre 3862 du *Manuel de l'ICCA* (note 13), OPG a classé son placement dans du PCAA dans le niveau 3 de la hiérarchie.

En 2009, la juste valeur du PCAA a augmenté de 1 million de dollars. L'augmentation de la juste valeur traduit une amélioration des conditions de marché, annulée en partie par l'incidence d'une notation de crédit révisée des billets sous-jacents. Au 31 décembre 2009, le PCAA était évalué à 36 millions de dollars (35 millions de dollars en 2008). OPG continue de surveiller le développement d'un marché secondaire.

Au 31 décembre 2009, la juste valeur du PCAA reflétait l'information la plus récente disponible, y compris les changements de conditions du marché du crédit. Aux fins de l'estimation des flux de trésorerie futurs, OPG a estimé que le PCAA générerait un rendement moyen pondéré de 2,8 %. Ces flux de trésorerie futurs ont été actualisés à partir d'un taux de 6,1 %.

5. CESSIION DE CRÉANCES

En octobre 2003, la Société a signé un accord visant la cession d'un droit de copropriété indivis dans ses créances actuelles et futures (les « créances ») à une fiducie indépendante. La Société conserve également un droit de copropriété indivis dans les créances cédées à la fiducie. En vertu de l'accord, la Société continue de gérer les créances. Dans le cadre de la cession, la fiducie reste propriétaire 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.

OPG a comptabilisé la cession initiale du droit de copropriété à la fiducie et les cessions subséquentes requises aux termes de l'option de rechargement de la titrisation comme une vente, conformément à la note d'orientation concernant la comptabilité 12 de l'ICCA, *Cession de créances*. Selon cette note d'orientation, le produit de chaque cession à la fiducie est réputé correspondre à la somme reçue de la fiducie, déduction faite du droit de copropriété indivis conservé par la Société. Conformément à la convention d'achat de créances, OPG a réduit le solde des créances titrisées de 50 millions de dollars, le faisant passer de 300 millions de dollars à 250 millions de dollars en mai et juin 2009, en raison surtout de la baisse des flux de trésorerie provenant de la SIERE. Au cours du troisième trimestre de 2009, OPG a renouvelé l'accord avec une date d'échéance fixée au 31 août 2010 et un plafond confirmé de 250 millions de dollars.

Pour 2009, OPG a comptabilisé des charges avant impôts de 4 millions de dollars (12 millions de dollars en 2008) sur ces cessions à un coût moyen des fonds de 2,1 % (3,9 % en 2008). Au 31 décembre 2009, OPG avait cédé 250 millions de dollars de son portefeuille de créances total de 436 millions de dollars (507 millions de dollars en 2008).

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	
	2009	2008	2009	2008
Total du portefeuille de créances ¹	436	507	398	471
Créances cédées	250	300	267	300
Créances conservées	186	207	131	171
Coût moyen des fonds			2,1 %	3,9 %

¹ Le montant représente les créances en cours de la SIÈRE, montant brut, y compris les créances titrisées que la Société continue de gérer.

Une variation défavorable immédiate de 10 % à 20 % du taux d'actualisation n'aurait pas une incidence importante sur la juste valeur du droit conservé. Il n'y a pas eu de pertes sur créances pour les exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008.

Les flux de trésorerie liés aux titrisations pour les exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2009	2008
Recouvrements réinvestis dans les ventes à rechargement ¹	3 200	3 600
Flux de trésorerie liés aux droits conservés	1 577	2 020

¹ Étant donné l'option de rechargement de la titrisation, les recouvrements de créances titrisées sont immédiatement réinvestis dans des créances additionnelles, ce qui signifie que le produit au comptant pour la Société ne dépassera pas le montant titrisé. Les montants reflètent le total de 12 montants mensuels.

6. IMMOBILISATIONS CORPORELLES ET ACTIFS INCORPORELS ET AMORTISSEMENT

La dotation aux amortissements se composait de ce qui suit aux 31 décembre 2009 et 2008 :

(en millions de dollars)	2009	2008
Amortissement	629	606
Amortissement des actifs incorporels	21	20
Amortissement des actifs et passifs réglementaires (note 7)	103	111
Frais de gestion des déchets nucléaires	7	6
	760	743

Les immobilisations corporelles se composaient de ce qui suit aux 31 décembre 2009 et 2008 :

<i>(en millions de dollars)</i>	2009	2008
Immobilisations corporelles		
Centrales nucléaires	6 654	6 495
Centrales hydroélectriques réglementées	4 454	4 425
Centrales hydroélectriques non réglementées	3 607	3 558
Centrales thermiques	1 674	1 617
Autres immobilisations	1 043	618
Constructions en cours	1 224	1 263
	18 656	17 976
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	5 586	5 084
Autres immobilisations	234	162
	5 820	5 246
	12 836	12 730

Les actifs incorporels se composaient de ce qui suit aux 31 décembre 2009 et 2008 :

<i>(en millions de dollars)</i>	2009	2008
Actifs incorporels		
Centrales nucléaires	128	120
Centrales hydroélectriques non réglementées	2	1
Centrales thermiques	2	1
Autres actifs incorporels	225	226
Aménagement en cours	13	9
	370	357
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	108	98
Autres actifs incorporels	210	202
	318	300
	52	57

Les intérêts capitalisés dans les travaux de construction et d'aménagement en cours à un taux de 6 % au cours des exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008 étaient de respectivement 57 millions de dollars et 56 millions de dollars.

7. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES ET SOMMAIRE DE LA COMPTABILISATION DES ACTIVITÉS À TARIFS RÉGLEMENTÉS

La décision de la CEO rendue au quatrième trimestre de 2008 a autorisé l'établissement de certains comptes d'écarts et de report avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008. Dans sa décision, la CEO a également tranché relativement au traitement des soldes comptabilisés antérieurement par OPG dans les comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2007, y compris l'intérêt comptabilisé sur ces soldes au taux de 6 %. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009, la Société a comptabilisé des ajouts aux comptes d'écarts et de report autorisés par la décision de la CEO, et a amorti les soldes réglementaires approuvés en fonction des périodes de recouvrement établies par la CEO. OPG a aussi comptabilisé des intérêts sur des soldes réglementaires non réglés au taux d'intérêt prescrit par la CEO avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008. Le taux d'intérêt a varié à l'intérieur d'une fourchette de 0,55 % à 2,45 % au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009, et de 3,35 % à 4,08 % au cours de la période de neuf mois terminée le 31 décembre 2008. Les soldes réglementaires rejetés dans la décision de la CEO ont été imputés aux résultats au quatrième trimestre de 2008. OPG présentera une demande pour le recouvrement des soldes réglementaires comptabilisés après le 31 décembre 2007, y compris les soldes comptabilisés pour le trimestre terminé le 31 mars 2008, conformément au règlement édicté en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, dans sa prochaine demande auprès de la CEO.

Au cours de 2009, la CEO a rendu sa décision sur la demande d'OPG relative à une ordonnance comptable relative au traitement des comptes d'écarts et de report pour la période suivant le 31 décembre 2009. La CEO a acquiescé à la demande d'OPG de continuer de recouvrer les soldes réglementaires relatifs à la production nucléaire au 31 décembre 2007, au moyen de l'avenant tarifaire de 0,20 ¢/kWh. De plus, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2010, la CEO a ordonné à OPG d'établir un compte d'écarts afin de constater tout recouvrement excédentaire de soldes réglementaires approuvés relatifs à la production hydroélectrique, au moyen du montant de 3,67 ¢/kWh sur le paiement pour la production hydroélectrique qui demeure en vigueur après le 31 décembre 2009. La CEO a également approuvé la base proposée par OPG pour la

constatation d'ajouts aux comptes d'écarts et de report pour la production nucléaire et hydroélectrique, pour la période suivant le 31 décembre 2009.

Au cours de 2009, OPG a également établi et comptabilisé des ajouts au compte d'écarts sur les pertes fiscales rétroactivement au 1^{er} avril 2008. Cette mesure a été prise conformément à la décision et à l'ordonnance de la CEO, en mai 2009, sur la requête d'OPG visant à revoir et à modifier une partie de la décision de 2008 établissant les tarifs réglementés actuels, relativement au traitement des pertes fiscales et à leur utilisation pour l'atténuation des tarifs réglementés.

À compter du 1^{er} janvier 2009, OPG a également commencé à comptabiliser un actif ou un passif réglementaire lié à la constatation d'impôts futurs, comme l'exigent les directives modifiées de l'ICCA pour la comptabilisation des activités à tarifs réglementés décrites aux notes 3 et 11.

Les actifs et les passifs réglementaires comptabilisés aux
31 décembre 2009 et 2008 s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	2009	2008
Actifs réglementaires		
Impôts futurs (note 11)	592	-
Compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce	328	260
Compte de report de remise en service de Pickering A	82	123
Compte d'écarts de pertes fiscales	295	-
Compte de report des passifs nucléaires	86	132
Divers	13	7
Total des actifs réglementaires	1 396	522
Passifs réglementaires		
Frais de développement de capacité nucléaire – remise en état de la capacité	3	6
Frais de développement de capacité nucléaire – nouvelles installations nucléaires	55	21
Compte d'écarts relatif aux conditions hydrologiques	55	22
Divers	59	5
Total des passifs réglementaires	172	54

La variation des actifs et des passifs réglementaires
pour 2009 et 2008 est la suivante :

(en millions de dollars)	Impôts futurs	Compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce	Compte d'écarts des pertes fiscales	Compte de report de remise en service de Pickering A	Compte de report des passifs nucléaires	Frais de développement de capacité nucléaire – remise en état de la capacité	Frais de développement de capacité nucléaire – nouvelle capacité nucléaire	Compte d'écarts relatif aux conditions hydrolo- giques	Divers (montant net)
Actifs (passifs) réglementaires									
au 1 ^{er} janvier 2008	-	-	-	183	131	16	12	7	(7)
Augmentation (diminution)									
au cours de l'exercice	-	259	-	-	31	(6)	(30)	(25)	(2)
Intérêts	-	1	-	6	6	-	-	-	-
Amortissement de l'exercice	-	-	-	(66)	(36)	-	(3)	(4)	(2)
Autres charges ¹	-	-	-	-	-	(16)	-	-	13
Actifs (passifs) réglementaires									
au 31 décembre 2008	-	260	-	123	132	(6)	(21)	(22)	2
Augmentation (diminution)									
au cours de l'exercice	592	64	292	-	-	3	(29)	(29)	(42)
Intérêts	-	4	3	2	1	-	-	-	(2)
Amortissement de l'exercice	-	-	-	(43)	(47)	-	(5)	(4)	(4)
Actifs (passifs)									
réglementaires au									
31 décembre 2009	592	328	295	82	86	(3)	(55)	(55)	(46)

¹ Les autres charges pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 comprennent les soldes réglementaires qui ont été imputés aux résultats par suite de la décision rendue par la CEO en 2008 selon laquelle ces montants ne seraient pas remboursés ou facturés aux abonnés.

Impôts futurs

Depuis le 1^{er} janvier 2009, OPG est tenue de constater les impôts futurs associés à ses activités à tarifs réglementés, y compris les impôts futurs sur les écarts temporaires liés aux actifs et passifs réglementaires constatés à des fins comptables. De plus, OPG doit comptabiliser un actif ou un passif réglementaire distinct au titre du montant d'impôts futurs devant être inclus dans les tarifs futurs et recouvré auprès des clients ou payé à ceux-ci. OPG a constaté un montant de 592 millions de dollars dans le compte pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

Compte d'écarts des pertes fiscales

Le compte d'écarts des pertes fiscales autorisé par la CEO en mai 2009 et qui a pris effet le 1^{er} avril 2008 est lié au traitement des pertes fiscales et à leur utilisation aux fins d'atténuation. Conformément à la décision de la CEO sur la motion d'OPG visant à revoir et à modifier la décision de la CEO relative aux montants des paiements de 2008, ce compte comptabilise l'écart entre le montant de l'atténuation inclus dans les montants des paiements approuvés et la réduction des besoins de revenus provenant des pertes fiscales reportées en avant recalculées pour tenir compte de la décision de 2009 de la CEO. À ce titre, au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009, OPG a constaté un actif réglementaire de 295 millions de dollars, dont 3 millions de dollars d'intérêts, relativement au compte d'écarts des pertes fiscales, et une augmentation correspondante de 292 millions de dollars dans les revenus. L'augmentation de 292 millions de dollars des revenus comprend un montant de 125 millions de dollars lié à la période du 1^{er} avril 2008 au 31 décembre 2008.

Compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce

Conformément aux exigences du règlement édicté en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la CEO a ordonné à OPG d'inclure l'écart entre les revenus et les coûts d'OPG relatifs à ses deux centrales nucléaires louées à Bruce Power pour établir les tarifs réglementés de la production des centrales nucléaires réglementées d'OPG. La CEO a aussi constitué un compte d'écarts, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008, dans lequel sont comptabilisés les écarts entre les revenus et les coûts prévus liés aux centrales Bruce qui sont inclus dans les tarifs réglementés pour la production nucléaire approuvés, et les montants réels. Au 31 décembre 2009, le solde du compte d'écarts s'établissait à 328 millions de dollars. L'amortissement du solde devrait débiter

après la prochaine demande d'OPG. L'actif réglementaire comprend un écart de revenus de 256 millions de dollars lié au contrat de location conclu avec Bruce, y compris l'incidence du dérivé incorporé dans le contrat conclu avec Bruce (voir la note 13), et un écart de 214 millions de dollars par rapport aux prévisions en raison de pertes des Fonds nucléaires relatifs aux centrales Bruce depuis le 1^{er} avril 2008, en partie contrebalancé par un écart correspondant de la charge d'impôts de 131 millions de dollars. Le compte inclut également des écarts au titre de la charge de désactualisation relative aux passifs nucléaires associés aux centrales Bruce.

Compte de report de remise en service de Pickering A

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2005, conformément au règlement édicté en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, OPG a été tenue d'établir un compte de report relativement aux coûts autres qu'en capital engagés à compter du 1^{er} janvier 2005 pour la remise en service prévue de la totalité des unités de la centrale nucléaire Pickering A. Au 31 décembre 2009, le solde du compte de report s'établissait à 82 millions de dollars (123 millions de dollars en 2008), y compris des intérêts de 45 millions de dollars, déduction faite de l'amortissement cumulé de 234 millions de dollars. OPG a commencé à amortir le compte de report conformément au règlement lorsque l'unité 1 de la centrale nucléaire Pickering A a été remise en service en novembre 2005. Un montant de 43 millions de dollars a été comptabilisé en 2009 au titre de l'amortissement (66 millions de dollars en 2008). Dans sa décision, la CEO a autorisé le recouvrement du solde non amorti du compte au 31 décembre 2007 sur une période de 45 mois se terminant le 31 décembre 2011. Par conséquent, avec prise d'effet rétrospective le 1^{er} avril 2008, OPG amortit le solde du compte linéairement sur cette période.

Compte de report des passifs nucléaires

Avec prise d'effet le 1^{er} avril 2005, le règlement édicté en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* exige d'OPG qu'elle établisse un compte de report relativement à des variations de son passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié et au déclassement nucléaire et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité (« passifs nucléaires »). Le compte de report représente l'incidence sur les besoins de revenus des variations des passifs nucléaires découlant d'un plan de référence approuvé après le 1^{er} avril 2005, selon les modalités de l'ONFA.

Le 31 décembre 2006, OPG a constaté une hausse de ses passifs nucléaires de 1 386 millions de dollars par suite d'une mise à jour du plan de référence approuvé, conformément aux termes de l'ONFA (le « plan de référence approuvé de 2006 »). Par conséquent, à partir du 1^{er} janvier 2007 et jusqu'au 31 mars 2008, OPG a comptabilisé un actif réglementaire lié à cette augmentation des passifs nucléaires découlant du plan de référence approuvé. Le solde de l'actif réglementaire s'est établi à 86 millions de dollars au 31 décembre 2009 (132 millions de dollars en 2008). La CEO a autorisé le recouvrement du solde du compte au 31 décembre 2007 pendant une période de 33 mois se terminant le 31 décembre 2010. En 2009, OPG a constaté un amortissement de 47 millions de dollars (36 millions de dollars en 2008).

Frais de développement de capacité nucléaire

Conformément au règlement édicté en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, OPG a comptabilisé des actifs réglementaires se rapportant à des coûts autres qu'en capital attribuables à des activités de développement de capacité nucléaire jusqu'au 31 mars 2008. Plus particulièrement, les coûts comptabilisés jusqu'au 31 mars 2008 sont ceux engagés à compter du 13 juin 2006 pour la planification et la préparation de l'aménagement de nouvelles installations nucléaires proposées, de même que ceux liés à la remise en état potentielle des centrales nucléaires Pickering B et Darlington dans la mesure où ils n'avaient pas été antérieurement inclus dans les prévisions fournies à la Province aux fins d'établissement des tarifs réglementés pour la période terminée le 31 mars 2008. Avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008, la décision de la CEO établissait des comptes d'écarts à l'égard des frais de développement de nouvelle capacité nucléaire et des coûts de remise en état de la capacité, pour les variations par rapport aux coûts prévus approuvés par la CEO aux fins d'établissement des tarifs réglementés.

Les coûts reportés d'OPG de 16 millions de dollars, y compris les intérêts, se rapportaient à des activités d'aménagement de nouvelles installations nucléaires au 31 mars 2008, y compris 4 millions de dollars de coûts reportés durant le trimestre terminé le 31 mars 2008. OPG a comptabilisé un actif réglementaire, y compris les intérêts, de 16 millions de dollars lié à la remise en état potentielle de centrales existantes au 31 mars 2008, dont la totalité a été comptabilisée avant le 1^{er} janvier 2008. La

décision de la CEO a autorisé le recouvrement de coûts comptabilisés jusqu'au 31 décembre 2007 pour l'aménagement de nouvelles installations nucléaires sur une période de 33 mois se terminant le 31 décembre 2010. Par conséquent, avec prise d'effet rétrospective le 1^{er} avril 2008, OPG amortit ces coûts reportés linéairement sur cette période. La CEO a établi qu'elle n'avait pas juridiction pour approuver le recouvrement des coûts comptabilisés avant le 1^{er} avril 2008 relatifs à la remise en état de la capacité. Par conséquent, l'actif réglementaire connexe de 16 millions de dollars a été imputé aux résultats au quatrième trimestre de 2008.

La CEO a aussi établi des comptes d'écarts, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008, à l'égard des frais d'aménagement de nouvelles installations nucléaires et des coûts de remise en état de la capacité, pour tenir compte des variations par rapport aux coûts prévus approuvés par la CEO aux fins d'établissement des nouveaux tarifs réglementés. OPG a comptabilisé des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration moins élevées de 29 millions de dollars à l'égard des frais d'aménagement de nouvelles installations nucléaires, et des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration additionnelles de 3 millions de dollars à l'égard des coûts de remise en état de la capacité au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009. En 2008, OPG a comptabilisé des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration additionnelles de 34 millions de dollars à l'égard des frais d'aménagement de nouvelles installations nucléaires, et de 6 millions de dollars à l'égard des coûts de remise en état de la capacité au cours des neuf mois terminés le 31 décembre 2008.

Compte d'écarts relatif aux conditions hydrologiques

La décision de la CEO a autorisé le maintien d'un compte d'écarts déjà existant, en place depuis le 1^{er} avril 2008, pour tenir compte des écarts des revenus tirés de la production hydroélectrique attribuables aux écarts entre les conditions hydrologiques prévues et réelles. Les conditions hydrologiques prévues désignent les conditions approuvées par la CEO dans l'établissement des prix réglementés. Avant le 1^{er} avril 2008, les écarts étaient établis en fonction des conditions hydrologiques prévues fournies antérieurement à la Province aux fins de l'établissement des tarifs réglementés.

Pour les exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008, OPG a enregistré des baisses de ses revenus de

respectivement 29 millions de dollars et 25 millions de dollars, reflétant les conditions hydrologiques réelles qui ont été plus favorables que celles approuvées par la CEO, ou que celles incluses dans les prévisions fournies à la Province aux fins d'établissement des tarifs réglementés, selon le cas.

La décision de la CEO a autorisé le recouvrement du solde dans ce compte d'écarts au 31 décembre 2007 pendant une période de 21 mois se terminant le 31 décembre 2009. Par conséquent, avec prise d'effet rétrospective le 1^{er} avril 2008, l'amortissement de ce solde est constaté linéairement sur cette période.

Autres actifs et passifs réglementaires

Au 31 décembre 2009, les autres actifs réglementaires comprenaient 8 millions de dollars liés au sous-recouvrement de soldes de comptes d'écarts et de report liés aux installations nucléaires et 5 millions de dollars liés au compte d'écarts de manque à gagner dans la période intermédiaire pour la période du 1^{er} avril 2008 au 30 novembre 2008. Ces sous-recouvrements sont constatés dans les comptes d'écarts respectifs établis par décision de la CEO et découlent de la perception de soldes et de revenus rétroactifs approuvés fondée sur la production réelle, qui diffère de la production prévue approuvée par la CEO.

Au 31 décembre 2008, les autres actifs réglementaires comprenaient 5 millions de dollars liés au sous-recouvrement de soldes réglementaires approuvés sur la période du 1^{er} avril 2008 au 31 décembre 2008, et le solde du compte d'écarts lié aux pannes de transport et aux restrictions de transport.

Au 31 décembre 2009, les autres passifs réglementaires comprenaient 21 millions de dollars dans le compte d'écarts des coûts du combustible nucléaire, 21 millions de dollars dans le compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes et 17 millions de dollars dans le compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires. Le compte d'écarts des coûts du combustible nucléaire a été établi par la décision de la CEO, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008, pour tenir compte des écarts entre les coûts prévus et réels du combustible nucléaire par unité de production. Les revenus nets prévus tirés des services auxiliaires et les coûts du combustible nucléaire par unité de production désignent ceux approuvés par la CEO dans l'établissement des tarifs réglementés. Le maintien du compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires déjà existant a été autorisé

par la décision de la CEO, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008, pour tenir compte des écarts entre les revenus nets prévus et réels tirés des services auxiliaires. Le solde du compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes, autorisé par la décision de la CEO, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008, découle de la résolution de la vérification de 1999 et de son incidence sur la charge d'impôts d'OPG pour la période du 1^{er} avril 2008 au 31 décembre 2009.

Au 31 décembre 2008, les autres passifs réglementaires de 5 millions de dollars étaient constitués de 4 millions de dollars dans le compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires et de 1 million de dollars dans le compte d'écarts des coûts du combustible nucléaire. Avant le 1^{er} avril 2008, les écarts constatés dans le compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires étaient établis en fonction des revenus prévus fournis antérieurement à la Province aux fins de l'établissement des tarifs réglementés. Le solde du compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et des autres impôts et taxes était de néant au 31 décembre 2008.

Sommaire du traitement comptable des activités à tarifs réglementés

Le tableau qui suit résume l'incidence sur l'état

des résultats et sur les autres éléments du résultat étendu de la constatation des actifs et passifs réglementaires.

Exercices terminés les 31 décembre	2009			2008		
(en millions de dollars)	Montants présentés	Incidence des actifs et passifs réglemen- taires	États financiers sans l'incidence des actifs et passifs réglemen- taires	Montants présentés	Incidence des actifs et passifs réglemen- taires	États financiers sans l'incidence des actifs et passifs réglemen- taires
Revenus	5 613	(491)	5 122	6 082	(4)	6 078
Charges liées au combustible	991	(19)	972	1 191	(3)	1 188
Exploitation, maintenance et administration	2 882	(43)	2 839	2 967	(52)	2 915
Amortissement	760	(106)	654	743	(102)	641
(Rendement des) pertes sur les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(683)	(119)	(802)	93	333	426
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	634	(3)	631	581	28	609
Impôt foncier et impôt sur le capital	86	(3)	83	80	1	81
Intérêts débiteurs, montant net	185	6	191	165	11	176
Charge d'impôts ¹	145	76	221	183	(95)	88
Autres éléments du résultat étendu	25	(10)	15	(66)	-	(66)

¹ Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, OPG est tenue de constater les impôts futurs et un actif ou un passif réglementaire correspondant lié à ses activités à tarifs réglementés conformément aux modifications du chapitre 3465 (notes 3 et 11). L'incidence de l'actif ou du passif réglementaire est reflétée ci-dessus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009. Avant le 1^{er} janvier 2009, OPG utilisait la méthode des impôts exigibles pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices et ne comptabilisait donc pas ces actifs ou passifs réglementaires. Par conséquent, l'incidence de la comptabilisation des actifs et passifs réglementaires pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 indiquée ci-dessus ne comprend pas les impôts futurs pour les activités à tarifs réglementés et l'actif ou le passif réglementaire correspondant.

8. DETTE À LONG TERME

La dette à long terme est composée de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2009	2008
Billets à payer à la SFIEO	3 675	3 660
Dette de l'UMH Energy Partnership	197	-
Part de la dette sans recours d'une société en commandite	174	180
	4 046	3 840
Moins : tranche échéant à moins d'un an		
Billets à payer à la SFIEO	970	350
Part de la dette d'une société en commandite	8	7
	978	357
Dette à long terme	3 068	3 483

Les créances de premier rang confèrent à leurs porteurs le droit de recevoir le paiement complet des montants qui leur sont dus, avant les porteurs des créances subordonnées. La SFIEO détient

actuellement la totalité des créances de premier rang et des créances subordonnées en cours d'OPG.

Les dates d'échéance au 31 décembre 2009 des billets à payer à la SFIEO sont comme suit :

Année d'échéance	Encours du capital (en millions de dollars)			Total
	Taux d'intérêt	Créances de premier rang	Créances subordonnées	
2010	6,00 %	595	375	970
2011	6,65 %	-	375	375
2012	5,72 %	400	-	400
2016	4,91 %	270	-	270
2017	5,35 %	900	-	900
2018	5,27 %	395	-	395
2019	5,44 %	365	-	365
		2 925	750	3 675

Le financement par emprunt pour les projets du tunnel de Niagara, du PEC et de la centrale hydroélectrique Lac Seul est fourni par la SFIEO.

Au 31 décembre 2009, le financement par emprunt pour ces projets était comme suit :

(en millions de dollars)	Tunnel de Niagara	Portlands Energy Centre	Centrale hydro-électrique Lac Seul
Financement par emprunt au 31 décembre 2008	340	305	20
Nouveaux emprunts	150	85	30
Financement par emprunt au 31 décembre 2009	490	390	50

En septembre 2005, OPG a conclu une entente avec la SFIEO visant à obtenir un financement par emprunt pour le projet du tunnel de Niagara. Le financement, dont le montant peut atteindre 1 milliard de dollars au cours de la durée du projet, prendra la forme de billets échéant après dix ans, qui seront émis trimestriellement afin d'acquitter les obligations relatives au projet. Les intérêts seront fixés, pour chaque billet émis au moment de l'avance, à un taux égal au taux en vigueur pour les obligations de référence de dix ans du gouvernement du Canada, majoré d'un différentiel de taux établi par la SFIEO, fondé sur un échantillon de taux du marché. Au 31 décembre 2009, OPG avait tiré 490 millions de dollars sur cette facilité, y compris de nouveaux emprunts de 150 millions de dollars en vertu de la facilité en 2009. OPG est en voie d'apporter une modification à la facilité de

crédit du projet du tunnel de Niagara afin de tenir compte de l'estimation de coûts révisée de 1,6 milliard de dollars et du calendrier révisé.

En décembre 2006, OPG a conclu une entente avec la SFIEO pour le financement de la dette des projets de la centrale hydroélectrique Lac Seul et du PEC. Un montant pouvant atteindre 50 millions de dollars sera disponible pour le projet Lac Seul et un montant pouvant atteindre 400 millions de dollars sera disponible pour le projet du PEC en vertu de chacune des facilités de crédit. Les facilités de crédit seront utilisées selon les besoins pour financer les projets respectifs au cours de la période de construction. Le financement prendra la forme de billets échéant après dix ans dont les intérêts seront fixés, pour chaque billet émis au moment de l'avance, à un taux égal au taux en vigueur pour les

obligations de référence de dix ans du gouvernement du Canada, majoré d'un différentiel de taux établi par la SFIEO, fondé sur un échantillon de taux du marché. Au 31 décembre 2009, OPG avait tiré 50 millions de dollars sur la facilité de crédit du projet Lac Seul et 390 millions de dollars sur la facilité de crédit du PEC, ce qui comprenait de nouveaux emprunts de 30 millions de dollars sur la facilité du projet Lac Seul et de 85 millions de dollars sur la facilité du PEC en 2009.

En 2007, OPG a conclu avec la SFIEO une convention portant sur une facilité générale de 500 millions de dollars et une convention de crédit de 950 millions de dollars afin de refinancer les billets de premier rang au moment de leur échéance qui s'échelonne du 22 septembre 2007 au 22 septembre 2009. Au 31 décembre 2009, OPG avait tiré 500 millions de dollars sur sa facilité générale, et avait refinancé 500 millions de dollars de billets de premier rang en vertu de la facilité de crédit de 950 millions

de dollars, y compris un nouveau refinancement de 100 millions de dollars en 2009 à un taux d'intérêt de 5,65 %.

De plus, le financement du projet Upper Mattagami et Hound Chute a pris fin en mai 2009. Des billets de premier rang totalisant 200 millions de dollars ont été émis par UMH Energy Partnership, société en commandite créée par OPG et UMH Energy Inc., filiale en propriété exclusive d'OPG. Les coûts de transaction qui sont directement imputables à l'émission des billets de premier rang sont inclus dans le coût après amortissement des billets. Les billets de premier rang ont un taux d'intérêt réel de 7,86 % et viennent à échéance en 2041. Ces billets sont garantis par les actifs du projet Upper Mattagami et Hound Chute. Ces billets sont assortis d'un droit de recours contre OPG pendant la période de construction, mais sont sans recours par la suite. Les échéances contractuelles non actualisées sont comme suit :

(en millions de dollars)

	Capital
2010	-
2011	1
2012	3
2013	3
2014	3
2015 et par la suite	190

La dette sans recours d'une société en commandite est garantie par une charge de premier rang sur les actifs de l'une des sociétés en commandite en coentreprise, la cession des comptes bancaires de la coentreprise et la cession des ententes relatives aux projets de la coentreprise. La quote-part d'OPG du total de l'actif s'établissait à 251 millions de dollars au 31 décembre 2009 (275 millions de dollars en 2008). Les remboursements de capital minimaux sur la dette sans recours d'une société en commandite pour les cinq prochaines années civiles vont de 9 millions de dollars à 11 millions de dollars par année. La quote-part d'OPG de la dette sans recours d'une société en commandite comprenait un billet à payer de 123 millions de dollars portant intérêt au taux de 6,9 %, soit un taux d'intérêt effectif de 7,0 %. Ce billet à payer est remboursable en versements trimestriels à compter du 31 mars 2006 jusqu'au 31 mars 2024. Le reste de la dette sans recours d'une société en

commandite porte intérêt à des taux variables. Les taux d'intérêt de la dette à taux variable sont fixés selon des taux d'intérêt de référence, notamment le taux des acceptations bancaires et le taux interbancaire offert à Londres, majorés d'une marge. La coentreprise a conclu des opérations de couverture de taux d'intérêt de variable à fixe, afin de gérer les risques financiers découlant des variations des taux d'intérêt.

Les intérêts payés en 2009 se sont établis à 252 millions de dollars (242 millions de dollars en 2008), dont une tranche de 237 millions de dollars a trait aux intérêts payés sur la dette à long terme (227 millions de dollars en 2008). Les intérêts sur les billets à payer à la SFIEO sont payés semestriellement.

9. FACILITÉS DE CRÉDIT À COURT TERME ET INTÉRÊTS DÉBITEURS, MONTANT NET

OPG a une facilité de crédit bancaire confirmée renouvelable de 1 milliard de dollars, divisée en deux tranches : une tranche de 500 millions de dollars de 364 jours et une tranche de 500 millions de dollars de cinq ans. Au cours du premier trimestre de 2009, OPG a renouvelé la tranche de 364 jours et en a prolongé l'échéance au 19 mai 2010. Le renouvellement est entré en vigueur au deuxième trimestre de 2009. Comme la tranche de cinq ans n'a pas été prolongée, elle viendra à échéance dans quatre ans, soit le 20 mai 2013. Le total de la facilité de crédit continuera d'être principalement affecté au soutien des billets émis dans le cadre du programme de papier commercial d'OPG. Au 31 décembre 2009, aucun papier commercial n'était en cours (néant en 2008), et OPG n'avait pas d'autres emprunts en cours sur sa facilité de crédit bancaire.

Au deuxième trimestre de 2008, OPG a conclu une facilité de crédit bancaire confirmée renouvelable de cinq ans d'un montant de 100 millions de dollars au soutien du projet Upper Mattagami et Hound Chute.

Au 31 décembre 2009, aucun montant n'était tiré sur cette facilité de crédit.

OPG a également des facilités de découvert non confirmées à court terme de 25 millions de dollars (25 millions de dollars en 2008) et des facilités de crédit non confirmées à court terme de 275 millions de dollars (276 millions de dollars en 2008) soutenant l'émission de lettres de crédit. OPG utilise des lettres de crédit aux fins du soutien des régimes de retraite complémentaires et à d'autres fins. Au 31 décembre 2009, il y avait un total de 231 millions de dollars (243 millions de dollars en 2008) de lettres de crédit émises, qui comprenaient 210 millions de dollars liés aux régimes de retraite complémentaires (212 millions de dollars en 2008) et 7 millions de dollars (16 millions de dollars en 2008) liés à la construction et à l'exploitation du PEC.

De plus, au 31 décembre 2009, la SGDN avait émis une lettre de crédit de 1 million de dollars pour son régime de retraite complémentaire.

Le tableau qui suit présente un sommaire des intérêts débiteurs, montant net, pour les exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008 :

<i>(en millions de dollars)</i>	2009	2008
Intérêt sur la dette à long terme	240	234
Intérêt sur la dette à court terme	15	15
Intérêts créditeurs	(5)	(13)
Intérêts capitalisés	(57)	(56)
Intérêts appliqués aux actifs et aux passifs réglementaires	(8)	(13)
Divers	-	(2)
Intérêts débiteurs, montant net	185	165

10. ENLÈVEMENT D'IMMOBILISATIONS ET GESTION DES DÉCHETS NUCLÉAIRES

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires fondés sur la valeur actualisée sont composés de ce qui suit pour les exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008 :

<i>(en millions de dollars)</i>	2009	2008
Passif au titre des coûts de gestion du combustible nucléaire irradié	6 525	6 213
Passif au titre du déclassement de centrales nucléaires et de la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité	5 186	5 020
Passif au titre des coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	148	151
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	11 859	11 384

Les variations des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires pour les exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008 sont les suivantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	2009	2008
Passifs au début de l'exercice	11 384	10 957
Augmentation des passifs en raison de la charge de désactualisation	631	608
Augmentation des passifs en raison des charges variables liées à la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets nucléaires	42	47
Passifs réglés par les dépenses de gestion des déchets	(189)	(195)
Diminution des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	(9)	(33)
Passifs à la fin de l'exercice	11 859	11 384

Le solde de la trésorerie et des équivalents de trésorerie au 31 décembre 2009 comprenait 11 millions de dollars de trésorerie et équivalents de trésorerie affectés aux activités de gestion des déchets nucléaires.

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires se composent des coûts prévus à engager jusqu'à la date de fin des activités et de fermeture des centrales nucléaires et thermiques et par la suite. Des coûts seront engagés pour le déclassement, la démolition et l'évacuation des installations et du matériel, la décontamination et la remise en état des sites et la gestion courante et à long terme du combustible nucléaire irradié et des

déchets de faible activité et de moyenne activité. Le démantèlement d'une centrale nucléaire consiste à mettre la centrale en état d'arrêt sécuritaire pendant une période de fermeture nominale de 30 ans avant son démantèlement.

Les coûts suivants sont constatés à titre de passif :

- > la valeur actualisée des coûts de déclassement des installations nucléaires et thermiques à la fin de leur durée de vie utile;
- > la valeur actualisée de la partie coût fixe de tout programme de gestion des déchets nucléaires requis, d'après le volume total des déchets attendus sur la durée de vie estimative des centrales;

- > la valeur actualisée de la partie coût variable de tout programme de gestion des déchets nucléaires, compte tenu des volumes de déchets réels, engagé à ce jour.

L'établissement du montant à comptabiliser pour les coûts d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires exige la formulation d'hypothèses importantes, car ces programmes s'échelonnent sur un bon nombre d'années. La mise à jour la plus récente des estimations relatives aux passifs liés à la gestion du combustible nucléaire irradié et du passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité a été faite en date du 31 décembre 2006. Cette mise à jour s'est traduite par une augmentation des coûts estimatifs, surtout du fait de l'augmentation des quantités de combustible irradié et de déchets en raison de la prolongation de la durée de vie des centrales, des expériences récentes en matière de déclassement de réacteurs et des changements dans les indices économiques. L'augmentation a été en partie contrebalancée par l'incidence du report de la date de fin de vie de certaines centrales, ayant entraîné des dates de déclassement plus éloignées et la réduction de la valeur actualisée des coûts de déclassement. La variation de l'estimation des coûts a entraîné la mise à jour du plan de référence, le « plan de référence approuvé de 2006 », qui a été approuvé par la Province conformément aux termes de l'ONFA.

En conséquence de l'approbation du plan de référence approuvé de 2006, OPG a constaté des charges additionnelles, y compris une charge de désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires et l'amortissement de la valeur comptable des immobilisations connexes à compter du 1^{er} janvier 2007. L'incidence de ces charges additionnelles pour la période terminée le 31 mars 2008 a été atténuée par la comptabilisation d'un actif réglementaire, comme le prescrit la réglementation de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*. OPG a commencé à recouvrer cet actif réglementaire à même les tarifs réglementés avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008, conformément à la décision de la CEO. Ce sujet est abordé à la note 7 afférente aux états financiers consolidés.

Aux fins du calcul des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets

nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2009, les fermetures de centrales nucléaires et thermiques devraient survenir au cours des 4 à 27 prochaines années. Les durées de vie pourraient changer selon les décisions prises relativement à leur prolongation. Le plan de référence approuvé de 2006 comprend les flux de trésorerie estimatifs liés au déclassement des centrales nucléaires pour une période d'environ 40 ans après la fermeture des centrales et jusqu'en 2065 pour ce qui est du stockage du combustible irradié dans un dépôt de déchets à long terme, suivi d'une surveillance pendant une longue période. Le montant non actualisé des flux de trésorerie estimatifs futurs associés aux passifs atteignait environ 25 milliards de dollars en dollars de 2009. Le taux d'actualisation utilisé pour calculer la valeur actualisée des passifs était de 5,75 % pour les passifs établis avant le 31 décembre 2006. L'augmentation des coûts estimatifs prévus dans le plan de référence approuvé de 2006 et les augmentations ultérieures de la valeur des flux de trésorerie non actualisés estimatifs attribuables aux passifs d'OPG liés à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement sont actualisées au taux de 4,6 %. Les taux d'augmentation des coûts s'échelonnent de 1,8 % à 3,6 %. Aux termes de l'entente de location conclue avec Bruce Power, OPG continue d'être responsable des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires relativement aux centrales nucléaires Bruce.

Les hypothèses importantes sur plusieurs facteurs techniques et opérationnels utilisés pour le calcul des charges à payer font l'objet d'examen périodiques. Toute modification de ces hypothèses, notamment les hypothèses sur le calendrier des programmes, les indicateurs financiers ou les technologies utilisées, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des charges à payer. Compte tenu de la durée de ces programmes et de l'évolution rapide de la technologie utilisée dans la gestion des déchets nucléaires, il existe beaucoup d'incertitude quant à l'exactitude de la mesure des coûts de ces programmes, qui peuvent augmenter ou diminuer avec le temps.

Passif au titre des coûts de gestion du combustible nucléaire irradié

Le passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié représente les coûts de gestion des grappes de combustible nucléaire irradié hautement radioactives. En vertu de la *Loi fédérale sur les déchets de combustible nucléaire* (« LDCN ») adoptée en 2002, les propriétaires de déchets de combustible

nucléaire au Canada doivent mettre sur pied une société de gestion des déchets nucléaires (« SGDN ») et établir un fonds en fiducie pour régler les coûts liés à la gestion du combustible irradié. Pour estimer son passif au titre des coûts de gestion du combustible nucléaire irradié, OPG a adopté une approche prudente conformément à la méthode de gestion adaptative progressive approuvée par le gouvernement du Canada, qui présume la mise en service d'un dépôt géologique en profondeur en 2035.

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

Le passif au titre du déclasserement de centrales nucléaires et de la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité représente les coûts estimatifs qu'il faudra engager pour le déclasserement des centrales nucléaires à la fin de leur durée de vie utile ainsi que le coût de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité qui sont produits par les centrales nucléaires. Les principales hypothèses utilisées pour l'estimation des coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires incluent le déclasserement des centrales nucléaires selon un calendrier échelonné (les réacteurs seront mis en état d'arrêt sécuritaire pendant 30 ans avant leur démantèlement sur dix ans).

Les coûts de la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité sur leur cycle de vie comprennent les coûts du traitement et du stockage de ces déchets radioactifs pendant et après l'exploitation des centrales nucléaires ainsi que les coûts de leur évacuation définitive à long terme. Les hypothèses actuelles utilisées pour établir les coûts de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité à payer comprennent une installation d'évacuation des déchets de faible activité et de moyenne activité dont la mise en service est prévue pour 2018. Une entente a été conclue avec des municipalités locales afin de permettre à OPG d'aménager un dépôt géologique en profondeur destiné à la gestion à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité, adjacent à l'installation de gestion des déchets Western. Une évaluation environnementale fédérale relative à cette installation proposée est en cours.

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

Le passif au titre des coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires repose sur des estimations de coûts formulées par des tiers à la

lumière d'un examen approfondi des sites des centrales en exploitation et d'une évaluation des activités de nettoyage et de remise en état requises. Ce passif représente les coûts estimatifs de déclasserement des centrales thermiques au terme de leur durée de vie utile. Selon les estimations, ces centrales devraient être mises hors service entre 2014 et 2034.

Outre le passif de 92 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 56 millions de dollars relativement aux coûts de déclasserement de centrales ayant fait l'objet d'un désinvestissement ou qui ne sont plus utilisées et aux coûts de remise en état des lieux pour ces centrales.

OPG n'a aucune obligation légale à l'égard du déclasserement de ses installations hydroélectriques. En outre, les coûts pour ce type d'installations ne peuvent pas faire l'objet d'une estimation raisonnable étant donné leur longue durée de vie utile. Compte tenu des efforts déployés pour la maintenance ou la reconstruction, les structures de contrôle des eaux devraient être utilisées dans un avenir prévisible. Donc, OPG n'a constaté aucun passif lié au déclasserement de ses installations hydroélectriques.

Ontario Nuclear Funds Agreement

OPG met des fonds de côté qui seront utilisés spécifiquement pour le règlement de ses passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires, conformément à l'ONFA et à la SGDN. OPG supervise la gestion des placements des Fonds nucléaires conjointement avec la Province. Les actifs des Fonds nucléaires sont détenus dans des comptes de garde par des tiers qui sont distincts du reste des actifs d'OPG.

Le Fonds de déclasserement a été établi pour financer les coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité à long terme ainsi qu'une tranche des frais de stockage du combustible irradié après la durée de vie des centrales. Aux 31 décembre 2009 et 2008, le Fonds de déclasserement affichait une insuffisance de capitalisation. OPG assume le risque et le passif relativement à l'accroissement des coûts estimatifs ainsi qu'aux produits tirés des placements du Fonds de déclasserement.

Le Fonds pour combustible irradié a été créé pour financer les coûts futurs de la gestion à long terme

des déchets de combustible nucléaire irradié. OPG assume le risque et le passif relativement à l'accroissement des coûts de gestion des déchets de combustible irradié, sous réserve des seuils de passif progressifs précisés dans l'ONFA, qui limitent son risque financier total à environ 10,5 milliards de dollars au 31 décembre 2009, compte tenu des projections de 2,23 millions de grappes relatives aux grappes de combustible irradié établies selon les durées de vie des centrales figurant dans le plan de référence financier initial. Les seuils de passif progressifs ne s'appliquent pas aux grappes de combustible irradié additionnelles excédant les 2,23 millions de grappes prévues dans le plan de référence approuvé de 2006.

OPG fait des versements trimestriels au Fonds pour combustible irradié au cours de la durée de vie de ses centrales nucléaires, comme il est précisé dans l'ONFA. Le financement requis pour 2009 aux termes de l'ONFA était de 339 millions de dollars, y compris une cotisation à la fiducie en vertu de la LDCN de l'Ontario (la « Fiducie ») de 153 millions de dollars. Une cotisation de 31 millions de dollars faite le 31 décembre 2009 est incluse dans le financement pour les grappes futures dépassant le seuil de 2,23 millions de grappes. En vertu de l'actuel plan de référence aux termes de l'ONFA, OPG est tenue de cotiser des montants annuels au Fonds de combustible irradié, allant de 94 millions de dollars à 264 millions de dollars par année au cours des années 2010 à 2014 (note 16).

La LDCN est entrée en vigueur en novembre 2002. Conformément à la LDCN, OPG a constitué la Fiducie en novembre 2002 et a effectué un dépôt initial de 500 millions de dollars dans la Fiducie. En vertu de la LDCN, OPG était tenue de verser une cotisation annuelle de 100 millions de dollars à la Fiducie jusqu'à ce que la formule de financement proposée par la SGDN à l'égard des frais financiers futurs de mise en œuvre de l'approche de gestion adaptative progressive ait été approuvée par le ministère des Ressources naturelles. En 2009, cette formule de financement a été approuvée, exigeant d'OPG qu'elle rajuste sa cotisation de 2008 en la haussant de 25 millions de dollars en plus de faire une cotisation de 128 millions de dollars pour 2009. La cotisation pour 2010 est de 136 millions de dollars et la cotisation proposée pour 2011 est de 149 millions de dollars. La Fiducie fait partie du Fonds pour combustible irradié, et les cotisations à la Fiducie, comme l'exige la LDCN, sont appliquées aux obligations de paiement aux termes de l'ONFA.

Comme l'exigent les modalités de l'ONFA, la Province a fourni depuis 2003 une garantie provinciale à la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN »), pour le compte d'OPG. En vertu de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (Canada), OPG doit s'assurer qu'il y aura suffisamment de fonds disponibles pour régler les passifs actuels liés 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'à ce qu'il y ait suffisamment de fonds pour couvrir le passif accumulé lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. La garantie provinciale, avec le Fonds pour combustible irradié et le Fonds de déclassement, fait partie des exigences de la CCSN en matière d'octroi de permis pour les centrales nucléaires d'OPG. OPG verse à la Province une commission de garantie annuelle de 0,5 % du montant garanti par la Province. En 2009 et 2008, OPG a payé la commission de garantie annuelle de 3,8 millions de dollars selon un montant de garantie provinciale de 760 millions de dollars.

En décembre 2009, la CCSN a approuvé la hausse de la garantie provinciale à 1 545 millions de dollars avec prise d'effet en 2010. La valeur de cette garantie provinciale sera en vigueur jusqu'à la fin de 2012, lorsque le prochain plan de référence pour la CCSN devra être soumis. La hausse résulte principalement des pertes de valeur de marché qu'ont connues les Fonds nucléaires en 2008.

Conformément au chapitre 3855, les placements dans les Fonds nucléaires et les montants correspondants dus à la Province sont classés comme détenus à des fins de transaction et sont évalués à leur juste valeur, et les gains et les pertes réalisés et latents sont constatés dans les états financiers consolidés d'OPG.

Fonds de déclassement

À l'expiration de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds de déclassement, défini comme l'écart positif entre la juste valeur de marché du Fonds de déclassement et les coûts d'achèvement estimatifs d'après le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. Lorsque la capitalisation du Fonds de déclassement est excédentaire, OPG limite le bénéfice qu'elle constate dans ses états financiers consolidés en imputant une charge au Fonds de déclassement et en inscrivant un

montant correspondant à payer à la Province, de manière que le solde du Fonds de déclassement soit égal au coût estimatif du passif selon le plus récent plan de référence approuvé. Le montant à payer à la Province pourrait être réduit au cours de périodes ultérieures si le rendement du Fonds de déclassement est en deçà de la cible de rendement, ou si un nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA est approuvé avec un passif estimatif de déclassement plus élevé. Si le Fonds de déclassement est sous-capitalisé, son rendement reflète le rendement réel du Fonds selon la valeur de marché des actifs.

Parce que la Province a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds de déclassement à l'expiration de l'ONFA, OPG limite le rendement du Fonds de déclassement à 5,15 %, soit le taux de croissance du passif lié aux coûts d'achèvement estimatifs, tant et aussi longtemps que le Fonds de déclassement est surcapitalisé.

La valeur des actifs du Fonds de déclassement, selon la comptabilisation à la juste valeur, était de 4 876 millions de dollars au 31 décembre 2009, soit un montant inférieur au passif selon le plan de référence approuvé pour 2006 en vertu de l'ONFA. Au 31 décembre 2008, la valeur des actifs du Fonds de déclassement s'établissait à 4 325 millions de dollars, selon la comptabilisation à la juste valeur, soit un montant inférieur au passif d'après le plan de référence approuvé pour 2006 aux termes de l'ONFA. En vertu de l'ONFA, si une surcapitalisation du Fonds de déclassement faisait en sorte que les passifs, comme définis dans le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, étaient capitalisés à au moins 120 %, OPG pourrait établir qu'un montant, jusqu'à concurrence de la moitié de l'excédent dépassant ce niveau de capitalisation de 120 %, soit considéré comme une cotisation au Fonds pour combustible irradié, auquel cas la SFIEO aurait droit à une distribution d'un montant équivalent. Étant donné qu'OPG assume les risques associés à l'accroissement des coûts liés au passif et aux rendements des placements dans le Fonds de déclassement, des cotisations futures au Fonds de déclassement pourraient être nécessaires si le fonds n'était pas suffisamment capitalisé au moment de la prochaine analyse du plan de référence à l'égard du passif.

Les placements du Fonds de déclassement forment un portefeuille diversifié d'actions et de titres à revenu fixe qui sont investis au sein de plusieurs

marchés géographiques. Les Fonds nucléaires sont investis pour financer les besoins du passif à long terme et, de cette manière, la composition de l'actif du portefeuille est structurée de sorte qu'il puisse dégager le rendement requis à long terme. Même si la valeur de marché fluctuera à court terme, la gestion du rendement à long terme des Fonds nucléaires demeure le principal objectif.

Fonds pour combustible irradié

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG un rendement annuel de 3,25 % du Fonds pour combustible irradié plus la variation de l'indice des prix à la consommation de l'Ontario relativement à la capitalisation liée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié (« rendement garanti »). OPG comptabilise le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et l'inclut dans ses résultats à titre de rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. La différence entre le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et le rendement réel du marché, selon la juste valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié, qui comprend les rendements réalisés et latents, est inscrite en tant que montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci. Le montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci représente le montant qu'OPG paierait à la Province ou recevrait de la Province si le rendement garanti devait être réglé à la date du bilan. Dans le cadre de ses cotisations régulières au Fonds pour combustible irradié, OPG a été tenue d'affecter 31 millions de dollars de sa cotisation du 31 décembre 2009 à son passif lié aux grappes de combustible futures dépassant le seuil de 2,23 millions. Comme le prescrit l'ONFA, le rendement lié aux cotisations d'OPG pour les grappes de combustibles additionnelles ne croît pas au taux de rendement garanti de la Province, mais suit plutôt le rendement du Fonds pour combustible irradié en fonction des variations de la valeur de marché des actifs.

Au 31 décembre 2009, la valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié s'établissait à 5 370 millions de dollars selon la comptabilisation à la juste valeur. La valeur du Fonds pour combustible irradié comprenait un montant à payer à la Province de 33 millions de dollars relativement à l'ajustement du rendement garanti. Au 31 décembre 2008, la valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié s'établissait à 4 884 millions de dollars, y compris une créance de la Province de 460 millions de dollars liée à l'ajustement du rendement garanti.

En vertu de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent du Fonds pour combustible irradié, sous réserve d'un coefficient de capitalisation minimal de 110 % comparativement à la valeur des passifs connexes.

Aux 31 décembre 2009 et 2008, les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires consistaient en ce qui suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Juste valeur	
	2009	2008
Fonds de déclassement	4 876	4 325
Fonds pour combustible irradié ¹	5 403	4 424
Montant (à payer à) à recevoir de la Province – Fonds pour combustible irradié	(33)	460
	5 370	4 884
	10 246	9 209

¹ Au 31 décembre 2009, la Fiducie de la SGDN de l'Ontario représentait 1 693 millions de dollars du Fonds pour combustible irradié selon la comptabilisation à la juste valeur (1 386 millions de dollars en 2008).

La juste valeur des titres investis dans les Fonds nucléaires, qui comprennent le Fonds pour

combustible irradié et le Fonds de déclassement, était comme suit aux 31 décembre 2009 et 2008 :

<i>(en millions de dollars)</i>	Juste valeur	
	2009	2008
Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme	463	455
Fonds groupés	1 497	1 412
Titres de capitaux propres négociables	4 699	3 795
Titres à revenu fixe	3 596	3 090
Débiteurs/créditeurs, montant net	30	7
Frais d'administration à payer	(6)	(10)
	10 279	8 749
Montant (à payer à) à recevoir de la Province – Fonds pour combustible irradié	(33)	460
	10 246	9 209

Les obligations et les débentures détenues dans le Fonds pour combustible irradié et dans le Fonds

de déclassement aux 31 décembre 2009 et 2008 viennent à échéance comme suit :

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	Juste valeur	
	2009	2008
De 1 an à 5 ans	1 276	1 142
De 5 à 10 ans	857	777
Plus de 10 ans	1 463	1 171
Total des titres de créance non échus	3 596	3 090
Rendement moyen	3,7 %	4,3 %

La variation des Fonds nucléaires pour les exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008 est comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Juste valeur	
	2009	2008
Fonds de déclassement au début de l'exercice	4 325	5 072
Augmentation (diminution) du Fonds en raison du rendement des placements	631	(681)
Diminution du Fonds en raison du remboursement des dépenses	(80)	(69)
Diminution du montant à payer à la Province	-	3
Fonds de déclassement à la fin de l'exercice	4 876	4 325
Fonds pour combustible irradié au début de l'exercice	4 884	4 191
Augmentation du Fonds en raison des cotisations versées	339	454
Augmentation (diminution) du Fonds en raison du rendement des placements	664	(719)
Diminution du Fonds en raison du remboursement des dépenses	(24)	(13)
(Diminution) augmentation du montant à payer à/à recevoir de la Province	(493)	971
Fonds pour combustible irradié à la fin de l'exercice	5 370	4 884

Le rendement des Fonds nucléaires au cours de 2009 a été en partie atténué par la constitution d'un compte d'écarts pour les revenus et les coûts liés aux centrales nucléaires Bruce par suite de la décision

rendue par la CEO au quatrième trimestre de 2008. Le rendement des Fonds nucléaires pour 2009 et 2008 s'établit comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2009	2008
Fonds de déclassement	631	(678)
Fonds pour combustible irradié	171	252
Compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce (note 7)	(119)	333
Total du rendement (de la perte)	683	(93)

11. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Du 1^{er} avril 2005 au 31 décembre 2008, OPG a utilisé la méthode axée sur le bilan pour la comptabilisation des impôts sur les bénéfices de ses activités non réglementées et la méthode des impôts exigibles pour la comptabilisation des impôts sur les bénéfices de ses secteurs d'activité à tarifs réglementés. Selon la méthode axée sur le bilan, les actifs et les passifs d'impôts futurs sont établis selon les écarts entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales des actifs et des passifs, et sont évalués au moyen des taux d'imposition pratiquement en vigueur et selon les lois qui seront en vigueur au cours des exercices où les écarts devraient se

résorber ou se régler. Selon la méthode des impôts exigibles, OPG ne constate pas d'impôts futurs liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités dans la mesure où ces impôts futurs devraient être recouvrés ou remboursés à même les prix réglementés futurs facturés à la clientèle. Par conséquent, OPG n'a pas comptabilisé une charge d'impôts futurs de 151 millions de dollars en 2008, ce qui aurait été le cas si elle avait comptabilisé les impôts sur les bénéfices de ses secteurs d'activité à tarifs réglementés selon la méthode axée sur le bilan.

Comme il en est question à la note 3, *Modifications de conventions et d'estimations comptables*, depuis le 1^{er} janvier 2009, OPG est tenue de constater les impôts futurs associés à ses activités à tarifs réglementés, y compris les impôts futurs sur les écarts temporaires liés aux actifs et passifs réglementaires constatés à des fins comptables. Par conséquent, le 1^{er} janvier 2009, OPG a constaté un passif d'impôts futurs de 340 millions de dollars, soit le passif d'impôts futurs cumulatif au 1^{er} janvier 2009 lié aux écarts entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales des actifs et des passifs, évalués au moyen des taux d'imposition pratiquement en vigueur et selon les lois qui seront en vigueur au cours des exercices où les écarts devraient se résorber ou se régler, et a comptabilisé un actif réglementaire correspondant. OPG a également comptabilisé un passif d'impôts futurs additionnel et un actif réglementaire correspondant de 126 millions de dollars au titre des impôts futurs liés aux actifs réglementaires qui ont été comptabilisés en raison des modifications apportées au chapitre 3465. Depuis le 1^{er} janvier 2009, OPG suit la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts de tous

ses secteurs d'activité et comptabilise un actif ou un passif réglementaire correspondant pour les impôts futurs qui devraient être recouverts ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle.

En plus de l'ajustement transitoire lié aux modifications apportées au chapitre 3465, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, OPG a constaté une augmentation du passif d'impôts futurs de 126 millions de dollars qui devrait être recouvrée à même les tarifs réglementés futurs et a comptabilisé une augmentation correspondante de l'actif réglementaire au titre des impôts futurs. En conséquence, la charge d'impôts futurs pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 n'a pas été touchée. L'augmentation du passif d'impôts futurs pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 comprenait un montant de 14 millions de dollars lié à la hausse de l'actif réglementaire au titre des impôts futurs.

Le tableau qui suit présente les passifs d'impôts futurs comptabilisés par suite des changements apportés au chapitre 3465.

(en millions de dollars)

Transition – 1^{er} janvier 2009 :

Passifs d'impôts futurs sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	340
Passifs d'impôts futurs découlant des actifs réglementaires au titre des impôts futurs	126
	466

Variations au cours de l'exercice :

Augmentation des passifs d'impôts futurs sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	112
Augmentation des passifs d'impôts futurs découlant des actifs réglementaires au titre des impôts futurs	14

Solde au 31 décembre 2009	592
---------------------------	------------

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2009	2008
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	768	271
Taux d'imposition fédéral et provincial combiné prévu par la loi, y compris la surtaxe	33,0 %	33,5 %
Taux prévu par la loi appliqué au bénéfice comptable	253	91
Augmentation (diminution) des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants :		
Composante impôts sur les bénéfices du compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce	36	95
Taux d'imposition futur moindre sur les écarts temporaires	(16)	(33)
Éléments non imposables de bénéfice	1	(15)
Impôts futurs non inscrits liés aux activités à tarifs réglementés	-	151
Changement dans les positions fiscales	(6)	(106)
Variations du taux d'imposition futur	3	-
Actif réglementaire	(126)	-
	(108)	92
Charge d'impôts	145	183
Taux d'imposition effectif	18,9 %	67,5 %

Au troisième trimestre de 2006, OPG a reçu un avis préliminaire des vérificateurs de l'impôt de la Province (les « vérificateurs de l'impôt ») relativement à leurs constatations initiales découlant de leur vérification de l'année d'imposition 1999 d'OPG. Plusieurs des questions soulevées au cours de la vérification étaient uniques à OPG et avaient trait aux activités de démarrage et aux positions adoptées le 1^{er} avril 1999 au moment de l'entrée en exploitation, ou à des questions qui n'étaient pas traitées de façon appropriée selon la *Loi de 1998 sur l'électricité*. En 2008, toutes les questions fiscales en suspens liées à la vérification fiscale de 1999 ont été résolues. Par conséquent, OPG a réduit son passif d'impôts de 106 millions de dollars.

La vérification des années d'imposition d'OPG postérieures à 1999 a commencé en 2009. Si l'issue ultime différerait de manière importante des passifs d'impôts comptabilisés par OPG, le taux d'imposition effectif et le bénéfice de la Société pourraient être touchés de façon positive ou négative dans la période au cours de laquelle les questions seront résolues.

Le compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce autorisé par la CEO dans sa décision portant

sur la demande d'OPG à l'égard de nouveaux tarifs réglementés pour sa production réglementée avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008 est analysé à la note 7 afférente aux présents états financiers consolidés.

Dans sa décision, la CEO a approuvé un compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008. En matière d'impôts sur les bénéfices, le compte comprend les écarts dans la charge d'impôts des secteurs à tarifs réglementés de la Société qui découlent de modifications des taux d'imposition ou des règlements selon la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario) dans sa version modifiée par la *Loi de 1998 sur l'électricité*, de même que les écarts qui découlent des nouveaux avis de cotisation en raison des vérifications fiscales des années d'imposition d'OPG qui ont une incidence sur les impôts exigibles après le 1^{er} avril 2008. Le montant des écarts, résultant des variations, sera fonction des prévisions approuvées par la CEO pour ces années. OPG a constaté un montant de 21 millions de dollars dans le compte pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009. OPG n'a pas comptabilisé de montants dans le compte pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008.

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2009	2008
Charge (recouvrement) d'impôts de l'exercice :		
Impôts exigibles	57	169
Changement dans la position fiscale	(6)	86
	51	255
Charge (recouvrement) d'impôts futurs :		
Variation des écarts temporaires	181	25
Changement dans la position fiscale	-	(192)
Changements du taux d'imposition futur	3	-
Composante impôts sur les bénéfices du compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce	36	95
Actifs réglementaires	(126)	-
	94	(72)
Charge d'impôts	145	183

Les incidences fiscales des écarts temporaires donnant lieu à des actifs et des passifs d'impôts

futurs aux 31 décembre 2009 et 2008 sont présentées dans le tableau qui suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2009	2008
Actifs d'impôts futurs :		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	2 968	30
Autres passifs et actifs	656	163
Impôt minimum futur de l'Ontario à recouvrer	12	-
	3 636	193
Passifs d'impôts futurs :		
Immobilisations	(1 078)	(56)
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(2 567)	-
Autres passifs et actifs	(573)	(69)
	(4 218)	(125)
(Passifs) actifs d'impôts futurs nets	(582)	68
Représentés par :		
Tranche à court terme – actif	51	6
Tranche à long terme – (passif) actif	(633)	62
	(582)	68

Le tableau qui suit présente un sommaire des écarts entre les montants des états des résultats consolidés et des états du résultat étendu consolidés établis selon la méthode des impôts exigibles utilisée par la Société pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices des activités à tarifs réglementés et ceux

qui auraient été présentés si OPG avait utilisé la méthode axée sur le bilan pour les activités à tarifs réglementés à l'égard de l'exercice 2008. Pour 2009, OPG a utilisé la méthode axée sur le bilan pour les activités à tarifs réglementés; c'est pourquoi le tableau suivant ne s'applique pas à l'exercice 2009.

(en millions de dollars)	2008
Comme établi :	
Charge d'impôts futurs	(72)
Impôts futurs : Autres éléments du résultat étendu – pour l'exercice	(6)
Méthode axée sur le bilan ¹ :	
Charge d'impôts futurs	(50)
Impôts futurs : Autres éléments du résultat étendu – pour l'exercice	(19)

¹ Pour le trimestre terminé le 31 mars 2008, OPG a comptabilisé certains revenus de location relatifs aux activités à tarifs réglementés selon la comptabilité de trésorerie. L'incidence fiscale future connexe est exclue de ce qui précède.

Le tableau qui suit présente un sommaire des écarts entre les montants des bilans consolidés établis selon la méthode des impôts exigibles utilisée par la Société pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices des activités à tarifs réglementés et ceux qui auraient été présentés si OPG avait utilisé la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices des activités à tarifs réglementés au 31 décembre 2008. Les montants des

impôts futurs non comptabilisés en 2008 ne comprennent pas les impôts futurs découlant des actifs et des passifs réglementaires qui doivent être comptabilisés avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009 en raison de modifications apportées au chapitre 3465. Pour 2009, OPG a utilisé la méthode axée sur le bilan pour ses activités à tarifs réglementés; c'est pourquoi le tableau suivant ne s'applique pas à l'exercice 2009.

(en millions de dollars)	2008	
	Comme établi ¹	Méthode axée sur le bilan ^{1,2}
Impôts futurs exigibles recouvrables	6	47
Actifs (passifs) d'impôts futurs à long terme	62	(319)

¹ Les soldes d'actifs et de passifs d'impôts futurs figurant ci-dessus comprennent des ajustements, en 2008, liés à des changements de positions fiscales découlant du règlement de la vérification fiscale de 1999. En outre, la composante impôts sur les bénéfices du compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce a été reflétée dans le compte d'actifs réglementaires de Bruce et non dans le solde des actifs (passifs) d'impôts futurs figurant ci-dessus.

² Pour le trimestre terminé le 31 mars 2008 et l'exercice terminé le 31 décembre 2007, OPG a comptabilisé certains revenus de location relatifs aux activités à tarifs réglementés selon la comptabilité de trésorerie. L'incidence fiscale future connexe est exclue de ce qui précède.

Le montant des impôts sur les bénéfices payés au cours de 2009 s'est établi à 192 millions de dollars (49 millions de dollars en 2008).

12. RÉGIMES DE RETRAITE ET D'AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

Les obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les actifs de la caisse de retraite sont évalués au 31 décembre 2009. Des détails sur les obligations

d'OPG au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, des actifs de retraite et des coûts sont présentés dans les tableaux qui suivent :

	Régimes de retraite agréés et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2009	2008	2009	2008
Hypothèses moyennes pondérées – obligation au titre des prestations à la fin de l'exercice				
Taux d'actualisation des prestations futures	6,80 %	7,50 %	6,69 %	7,46 %
Taux d'indexation de la grille salariale	3,00 %	3,00 %	-	-
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	2,00 %	2,00 %	-	-
Taux tendanciel initial des coûts des soins de santé	-	-	6,61 %	6,58 %
Taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	-	-	4,70 %	4,69 %
Année d'atteinte du taux prévu	-	-	2030	2018
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	-	-	2,00 %	2,00 %

	Régimes de retraite agréés et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2009	2008	2009	2008
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 futures	7,50 %	5,60 %	7,46 %	5,59 %
Taux d'indexation de la grille salariale	3,00 %	3,25 %	-	-
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	2,00 %	2,25 %	-	-
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	-	-	6,58 %	6,91 %
Taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	-	-	4,70 %	4,68 %
Année d'atteinte du taux prévu	-	-	2018	2014
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	-	-	2,00 %	2,25 %
Durée moyenne résiduelle d'activité des salariés actifs (années)	12	11	11	11

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Variation des actifs des régimes						
Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice	7 254	8 924	-	-	-	-
Cotisations patronales	271	253	7	10	74	71
Cotisations salariales	86	75	-	-	-	-
Rendement réel des actifs des régimes, déduction faite des charges	1 051	(1 566)	-	-	-	-
Versements de prestations	(446)	(432)	(7)	(10)	(74)	(71)
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	8 216	7 254	-	-	-	-
Variation de l'obligation au titre des prestations projetées						
Obligation au titre des prestations projetées au début de l'exercice	7 440	9 603	142	162	1 591	2 064
Coût des services rendus au cours de l'exercice de l'employeur	120	217	5	6	40	59
Cotisations salariales	86	75	-	-	-	-
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	554	540	11	9	118	116
Versements de prestations	(446)	(432)	(7)	(10)	(74)	(71)
Coûts des services passés	-	-	-	-	8	-
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette	856	(2 563)	28	(25)	227	(577)
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	8 610	7 440	179	142	1 910	1 591
Situation de capitalisation – déficit à la fin de l'exercice	(394)	(186)	(179)	(142)	(1 910)	(1 591)

Les actifs qui constituent la caisse de retraite regroupent trois grandes catégories de placements. De plus, les placements en actions comprennent des actions canadiennes, américaines et autres

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

	2009	2008
Catégories de placements dans la caisse des régimes de retraite agréés		
Actions	62 %	60 %
Titres à revenu fixe	34 %	37 %
Encaisse et placements à court terme	4 %	3 %
Total	100 %	100 %

Selon l'évaluation actuarielle la plus récente du régime de retraite agréé d'OPG, en date du 1^{er} janvier 2008, il existait un passif non capitalisé de 239 millions de dollars selon l'hypothèse de la continuité de l'exploitation et une insuffisance de 2 846 millions de dollars en cas de liquidation. Selon la précédente évaluation actuarielle en date du 1^{er} janvier 2005, il existait un passif non capitalisé de 465 millions de dollars selon l'hypothèse de la continuité de l'exploitation et une insuffisance de 1 979 millions de dollars en cas de liquidation. Le déficit présenté dans la prochaine évaluation actuarielle, qui doit être en date du 1^{er} janvier 2011 au plus tard, pourrait être considérablement différent.

Selon l'évaluation actuarielle initiale produite pour le régime de retraite agréé de la SGDN, en date du 1^{er} janvier 2009, il y avait un excédent de 2 millions de dollars selon l'hypothèse de la continuité de l'exploitation et une insuffisance de 4 millions de dollars en cas de liquidation. La prochaine évaluation actuarielle devra être en date du 1^{er} janvier 2010 au plus tard.

Les régimes de retraite complémentaires ne sont pas capitalisés, mais ils sont garantis au moyen de lettres de crédit totalisant 211 millions de dollars (212 millions de dollars en 2008).

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Rapprochement de la situation de capitalisation et de l'actif (du passif) au titre des prestations constituées						
Situation de capitalisation – déficit à la fin de l'exercice	(394)	(186)	(179)	(142)	(1 910)	(1 591)
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)						
non amorti(e)	1 365	937	25	(3)	157	(70)
Coûts des services passés non amortis	28	46	1	2	19	16
Actif (passif) au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice	999	797	(153)	(143)	(1 734)	(1 645)
Tranche à court terme	-	-	(7)	(6)	(84)	(79)
Tranche à long terme	999	797	(146)	(137)	(1 650)	(1 566)

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Composantes de la charge constatée						
Coût des services rendus au cours de l'exercice	120	217	5	6	40	59
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	554	540	11	9	118	116
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	(623)	(623)	-	-	-	-
Amortissement des coûts des services passés	18	18	1	1	5	4
Amortissement de la perte actuarielle nette	-	35	-	-	-	31
Charge constatée	69	187	17	16	163	210

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Composantes de la charge engagée et constatée						
Coût des services rendus au cours de l'exercice	120	217	5	6	40	59
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	554	540	11	9	118	116
Rendement réel des actifs des régimes, déduction faite des charges	(1 051)	1 566	-	-	-	-
Coûts des services passés	-	-	-	-	8	-
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	856	(2 563)	28	(25)	227	(577)
Charge constatée au cours de l'exercice	479	(240)	44	(10)	393	(402)
Écarts entre les coûts engagés et les coûts constatés relativement à ce qui suit :						
Rendement réel des actifs des régimes, déduction faite des charges	428	(2 189)	-	-	-	-
Coûts des services passés	18	18	1	1	(3)	4
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette	(856)	2 598	(28)	25	(227)	608
Charge constatée	69	187	17	16	163	210

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 24 millions de dollars au titre des avantages complémentaires de retraite pour 2009 (33 millions de dollars pour 2008) ou une diminution des composantes services et intérêts du coût constaté de 19 millions de dollars au titre des avantages complémentaires de retraite pour 2009 (24 millions de dollars pour 2008). Une augmentation ou une diminution de 1,0 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait une augmentation de 270 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2009 pour les avantages complémentaires de retraite (213 millions de dollars pour 2008) ou une diminution de 217 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2009 pour les avantages complémentaires de retraite (170 millions de dollars en 2008).

13. INSTRUMENTS FINANCIERS

La structure de gouvernance de gestion des risques d'OPG sert à déterminer, évaluer, surveiller et présenter de manière efficace les principales activités de gestion des risques à l'échelle de la Société. Les activités de gestion des risques sont coordonnées par un groupe centralisé de gestion des risques, dirigé par le responsable de la gestion des risques. Les risques qui empêcheraient les unités fonctionnelles d'atteindre les objectifs du plan d'affaires sont établis au niveau de chacune des unités. La haute direction établit les limites de risque pour les activités de financement, d'approvisionnement et de négociation de la Société et s'assure que des politiques et processus de gestion des risques efficaces sont en place pour assurer la conformité à ces limites afin de maintenir un bon équilibre entre le risque et le rendement. Le processus de gestion des risques d'OPG vise à évaluer continuellement l'efficacité des activités d'atténuation des risques pour les principaux risques relevés. Les résultats de l'évaluation sont communiqués chaque trimestre au comité de vérification et de gestion des risques du Conseil par le responsable de la gestion des risques.

OPG est exposée aux fluctuations des prix de l'électricité associées à un marché au comptant de l'électricité de gros en Ontario, à la variation des taux d'intérêt et aux fluctuations du change qui

ont une incidence sur ses actifs, ses passifs et ses opérations prévues. Des instruments dérivés choisis sont utilisés pour atténuer ces risques. Les dérivés

sont utilisés à titre d'instruments de couverture, de même qu'à des fins de transaction.

Le tableau qui suit présente un sommaire des instruments financiers d'OPG au 31 décembre 2009 :

Instruments financiers ¹

(en millions de dollars)

	Catégorie désignée	Juste valeur
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Détenus jusqu'à leur échéance	71
Placements à long terme ²	Détenus à des fins de transaction	36
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	Détenus à des fins de transaction	10 246
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	Autres que détenus à des fins de transaction	(4 021)
Dérivé incorporé dans le contrat de location de Bruce	Détenus à des fins de transaction	(118)
Autres instruments dérivés sur marchandises inclus dans les débiteurs à court et à long terme ³	Détenus à des fins de transaction	7
Autres instruments dérivés sur marchandises inclus dans les créditeurs à court et à long terme ³	Détenus à des fins de transaction	(6)

¹ La valeur comptable des autres instruments financiers inclus dans les débiteurs et les créditeurs et charges à payer se rapproche de leur juste valeur en raison de l'échéance immédiate ou à court terme de ces instruments financiers.

² Excluent des placements de 30 millions de dollars détenus par la filiale en propriété exclusive de la Société, OPG, qui sont comptabilisés à leur juste valeur selon la NOC-18.

³ Instruments dérivés non admissibles à la comptabilité de couverture.

Risques liés aux instruments financiers

Risque de crédit

Le risque de crédit est le risque qu'une contrepartie à un instrument financier ne respecte pas ses obligations selon les modalités d'un instrument financier. Pour gérer le risque de crédit, la Société conclut des opérations avec des contreparties

solvables, limite le montant de l'exposition à chaque contrepartie, lorsqu'il est possible de le faire, et surveille la situation financière des contreparties.

Le tableau qui suit donne des informations sur le risque de crédit associé aux activités de négociation d'énergie (excluant les combustibles) au 31 décembre 2009 :

Notation de crédit ¹	Nombre de contreparties ²	Risque possible pour les contreparties les plus importantes	
		Risque possible ³	Risque de contrepartie
		(en millions de dollars)	(en millions de dollars)
Qualité supérieure	32	66	40

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

² Les contreparties d'OPG sont définies par chaque accord global.

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

La majeure partie des revenus d'OPG provient des ventes sur le marché au comptant administré par la SIERE. L'exposition nette au risque de crédit découlant de la SIERE des créances titrisées conservées au 31 décembre 2009 était de 186 millions de dollars (note 5). Bien que l'exposition au risque de crédit découlant de la SIERE représente une tranche importante des débiteurs d'OPG, la

direction de la Société accepte ce risque en raison du rôle de premier plan joué par la SIERE sur le marché de l'électricité de l'Ontario. L'exposition des débiteurs restants découle d'un groupe diversifié de contreparties dont la qualité est habituellement élevée. Au 31 décembre 2009, la provision pour créances douteuses d'OPG était inférieure à 1 million de dollars.

OPG conclut aussi des opérations financières avec des institutions financières comportant des notes élevées afin de couvrir les expositions au risque de taux d'intérêt et de change. Au 31 décembre 2009, l'exposition potentielle au risque de crédit découlant de ces contreparties était de moins d'environ 50 millions de dollars. Les autres expositions au risque de crédit comprennent le placement d'encaisse excédentaire.

Placements

La Société atténue son exposition au risque de crédit en investissant dans des titres relativement liquides (c'est-à-dire, dans des circonstances habituelles, qui peuvent être liquidés dans un délai d'un mois) et qui sont notés par une agence de notation du crédit reconnue en fonction de normes de qualité de placement minimales. En ce qui a trait aux contrats dérivés, la Société atténue son exposition au risque de crédit en concluant des opérations avec des contreparties dont la qualité du crédit est élevée.

L'exposition actuelle au risque de crédit a changé en raison de l'exposition de la Société à la restructuration du marché du PCAA au Canada. Des détails additionnels relatifs à l'exposition d'OPG au programme de restructuration figurent à la note 4.

Garanties

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

Risque de marché

Le risque de marché est le risque que des variations des prix du marché, comme les taux de change, les taux d'intérêt, les prix de l'électricité et les cours boursiers, auront une incidence sur le bénéfice d'OPG ou sur la valeur des instruments financiers détenus par la Société. La gestion du risque de marché a pour but de gérer et de contrôler les expositions au risque de marché à l'intérieur de paramètres acceptables tout en optimisant le rendement sur le risque.

La Société gère son exposition au risque de marché à l'aide de contrats à terme et de divers produits dérivés dans le cours normal des affaires. Toutes ces opérations sont conclues dans les limites des directives établies par le comité directeur de gestion des risques.

Risque de change

Le risque de change d'OPG est attribuable à deux facteurs principaux : les opérations libellées en dollars américains comme l'achat de combustibles, et l'influence des prix des marchandises libellés en dollars américains sur les prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario. OPG conclut des contrats de change au comptant ou des contrats à terme avec d'importantes institutions financières afin de gérer l'exposition de la Société à la fluctuation des devises.

Risque de taux d'intérêt

Le risque de taux d'intérêt est le risque que la valeur des actifs et passifs d'OPG respectivement diminue ou augmente en raison d'une variation des taux d'intérêt connexes. OPG juge que le risque de taux d'intérêt lié à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie et aux emprunts à court terme est peu élevé en raison de la nature à court terme de ces éléments. La variation des taux d'intérêt n'a actuellement pas d'incidence importante sur les intérêts débiteurs de la Société puisque les emprunts à long terme portent intérêt à taux fixe.

La Société est exposée au risque de taux d'intérêt sur ses emprunts à long terme qui devraient être émis dans le futur. La Société gère l'exposition à la variation des taux d'intérêt du marché sur les emprunts à long terme prévus en concluant des contrats différés sur taux d'intérêt et des swaps variable-fixe.

Risque de prix de l'électricité

Pour la Société, le risque de prix de l'électricité est la possibilité de variations négatives du prix de marché de l'électricité. L'exposition au risque de prix de l'électricité est atténuée au moyen de tarifs réglementés et d'autres ententes contractuelles pour une tranche importante des activités d'OPG. Afin de gérer ce risque, la Société tente de maintenir un équilibre entre le risque de prix des marchandises inhérent à sa production d'électricité et les contrats de vente à terme d'électricité dans la mesure où la liquidité de négociation dans les marchés de l'électricité permet de le faire du point de vue économique.

Le tableau qui suit présente un sommaire de l'analyse de sensibilité pour des expositions au risque de marché importantes non réglées découlant des instruments financiers de la Société au 31 décembre 2009, toutes les autres variables demeurant constantes. Ce tableau démontre

comment le bénéfice net et les autres éléments du résultat étendu, avant impôts, auraient été touchés

à cette date par des changements de la variable de risque pertinente qui auraient pu raisonnablement survenir au cours de l'exercice.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)		Incidence sur le bénéfice net avant impôts	Incidence sur les autres éléments du résultat étendu avant impôts
	Une variation de :		
Change – Dollars américains	+/- 0,16	-	s.o.
Taux d'intérêt ¹	+/- 46 points de base	-	+50/-60
Prix de l'électricité – Couverture ²		s.o.	+/-5
Prix de l'électricité – Négociation ²		+/-4	s.o.

¹ L'analyse de sensibilité aux taux d'intérêt a été établie en fonction de l'exposition aux taux d'intérêt des instruments dérivés désignés comme couvertures à la date des bilans consolidés.

² L'analyse de sensibilité des prix de l'électricité a été établie selon la volatilité des prix à terme fondée sur les prix à terme quotidiens historiques des contrats d'électricité. L'analyse tient compte de contrats comportant des échéanciers variés, négociés en Ontario et sur les marchés de l'électricité avoisinants.

Risque lié aux cours boursiers des Fonds nucléaires

Le risque lié aux cours boursiers représente le risque de perte ou la volatilité imprévue attribuable à une baisse de valeur de titres des capitaux propres et/ou des indices boursiers. La Société est exposée au risque lié aux cours boursiers, principalement en raison des placements en titres de capitaux propres détenus dans les Fonds nucléaires et qui sont classés aux bilans consolidés comme détenus à des fins de transaction et évalués à leur juste valeur. Afin de gérer ce risque, OPG a établi des politiques et des procédures de placement pour établir un cadre réglementaire pour les fonds, y compris des hypothèses de placement, des placements autorisés et diverses restrictions de placement pour les Fonds nucléaires. Ces politiques et procédures sont approuvées annuellement par OPG et la Province dans le cas du Fonds de déclassement, et par la Province dans le cas du Fonds pour combustible irradié.

En vertu de l'ONFA, le rendement annuel du Fonds pour combustible irradié est garanti par la Province à l'égard du financement lié aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié. Le 31 décembre 2009, OPG a fait sa première cotisation

de 31 millions de dollars pour des grappes de combustible additionnelles dépassant le seuil de 2,23 millions de grappes prescrit dans l'ONFA. Comme le prescrit l'ONFA, le bénéfice lié aux cotisations d'OPG pour les grappes de combustible additionnelles sera exposé au risque lié aux cours boursiers. OPG est exposée au risque lié aux cours boursiers à l'égard du Fonds de déclassement. En raison de la nature à long terme des passifs du Fonds de déclassement, la composition d'actifs cible du Fonds a été établie avec l'objectif de respecter les obligations à long terme. Ainsi, la Société est disposée à accepter des fluctuations du marché à plus court terme en prévoyant que les titres de capitaux propres dégageront des rendements appropriés à long terme.

Le tableau qui suit présente l'incidence en dollars estimative possible sur le profit avant impôts d'OPG d'une variation de 1 % des indices boursiers mentionnés. Cette analyse est fondée sur la valeur de marché des titres de capitaux propres du Fonds de déclassement au 31 décembre 2009, de même que sur l'hypothèse que lorsqu'un indice boursier varie de 1 %, tous les autres indices demeurent constants.

(en millions de dollars)

31 décembre 2009

Indice composé plafonné S&P/TSX	12
S&P 500	4
Indice MSCI EAO	4
Indice mondial MSCI	6

Risque associé aux ententes de location et de partenariat

OPG a loué ses centrales nucléaires Bruce à Bruce Power et est également partie à divers partenariats qui exploitent des centrales comme Brighton Beach et le PEC. Ces centrales sont toutes exposées à divers risques opérationnels, financiers, réglementaires et environnementaux. Bien qu'OPG ne soit pas engagée dans les activités quotidiennes de ces centrales, des réclamations ou défauts de contreparties, ou d'autres facteurs de risque pourraient avoir une incidence néfaste importante sur la Société.

De plus, en vertu du contrat conclu avec Bruce, les revenus tirés du contrat sont réduits chaque année civile où la moyenne arithmétique annuelle du prix horaire de l'énergie de l'Ontario (« PHEO moyen ») chute sous les 30 \$/MWh et si certaines autres conditions sont respectées. La réduction conditionnelle des revenus dans l'avenir, prévue dans le contrat de Bruce, est traitée comme un dérivé selon le chapitre 3855, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », du *Manuel de l'ICCA*. Les dérivés sont évalués à la juste valeur et les variations de la juste valeur sont constatées à l'état des résultats. En raison de l'importante réduction du PHEO moyen, la juste valeur du dérivé a augmenté pour s'établir à 118 millions de dollars en 2009. Le risque demeurera jusqu'à ce que les unités de Bruce qui sont soumises à ce mécanisme cessent leurs activités, que certaines unités soient remises en état ou que le contrat de location prenne fin. Ce risque est atténué dans le cadre du processus réglementaire de la CEO, car les revenus tirés de la location des centrales Bruce sont inclus dans l'établissement des prix réglementés.

Dérivés et couvertures

Au moment de la mise en place d'une relation de couverture, OPG documente la relation existant entre l'instrument de couverture et l'élément couvert, son objectif de gestion des risques et sa stratégie de couverture. OPG exige également une évaluation documentée, au moment de la mise en place de la couverture et de manière continue, pour déterminer si les dérivés utilisés dans les opérations de couverture sont très efficaces ou non pour compenser les variations attribuables aux risques couverts des justes valeurs ou des flux de trésorerie des éléments couverts.

La comptabilité de couverture est appliquée lorsque l'instrument dérivé est désigné en tant que couverture et est censé être efficace tout au long de la durée de vie de l'élément couvert. Lorsqu'un instrument dérivé cesse d'exister ou d'être efficace à titre de couverture ou lorsque la relation de couverture prend fin, tout gain ou toute perte reporté connexe est comptabilisé dans les résultats en même temps que les gains et les pertes associés à l'élément couvert. Lorsqu'un élément couvert cesse d'exister, tout gain ou toute perte reporté qui y est associé est constaté dans l'état des résultats consolidé de la période.

Instruments dérivés admissibles à la comptabilité 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 en résultat net au moment du règlement, quand les opérations sous-jacentes sont effectuées.

OPG a conclu des dérivés financiers sur marchandises principalement pour couvrir le risque de variation des prix des marchandises associé aux fluctuations du prix de l'électricité.

	Quantité nominale	Échéance	Juste valeur	Quantité nominale	Échéance	Juste valeur
(en millions de dollars, sauf indication contraire)		31 décembre 2009			31 décembre 2008	
Instruments dérivés sur l'électricité	0,4 TWh	1 an	16	0,9 TWh	1 an	20
Instruments dérivés sur les taux de change	-	-	-	35 \$ US	Juillet 2009	6
Couvertures de taux d'intérêt de variable à fixe	38	De 1 an à 10 ans	(4)	40	De 1 an à 11 ans	(8)
Couvertures différées de taux d'intérêt	490	De 1 an à 13 ans	3	272	De 1 an à 12 ans	(50)

Des instruments dérivés 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 2008 s'élevait à 0,95 \$ US contre un dollar canadien.

Une des coentreprises de la Société est exposée à la variation des taux d'intérêt. La coentreprise a conclu un swap de taux d'intérêt pour gérer le risque découlant de la variation des taux d'intérêt, qui prévoit l'échange d'un taux d'intérêt variable à court terme contre un taux fixe de 5,33 %. La quote-part d'OPG dans le swap est de 50 % et est comptabilisée à titre de couverture.

Des pertes nettes de 7 millions de dollars et de 14 millions de dollars relatives à des instruments dérivés admissibles à la comptabilité de couverture ont été imputées au résultat net des exercices terminés respectivement les 31 décembre 2009 et 2008. Ces montants étaient antérieurement

comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu. Les gains nets existants de 16 millions de dollars déjà comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2009 devraient être reclassés dans le résultat net d'ici les douze prochains mois.

Au troisième trimestre de 2008, OPG a contre-désigné certaines opérations de couverture différées de taux d'intérêt, parce que les emprunts futurs qui étaient prévus à l'égard de ces instruments n'étaient plus susceptibles d'être contractés. Par conséquent, une perte nette de 3 millions de dollars a été reclassée en résultat net au troisième trimestre de 2008.

Instruments dérivés non admissibles à la comptabilité de couverture

La valeur comptable (juste valeur) des instruments dérivés sur marchandises non désignés comme couvertures est comme suit :

	Quantité nominale	Juste valeur	Quantité nominale	Juste valeur
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2009		31 décembre 2008	
Instruments dérivés sur marchandises				
Actif	3,6 TWh	7	6,9 TWh	49
Passif	1,3 TWh	(6)	2,2 TWh	(19)
		1		30
Réserve au titre de la liquidité du marché		(1)		(4)
Total		-		26

Étant donné le caractère incertain de l'information relative aux prix à terme, la juste valeur des instruments dérivés ne représente pas nécessairement de façon exacte le coût d'acquisition de ces positions. Afin d'absorber une partie du risque lié à cette incertitude à l'égard de ses positions de négociation, OPG a constitué une réserve de liquidités couvrant les gains ou les pertes résultant de l'évaluation à la valeur de marché de ces positions. Cette réserve a entraîné une hausse des revenus tirés des activités de négociation de 3 millions de dollars au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (baisse de 2 millions de dollars en 2008).

De plus, en vertu du contrat conclu avec Bruce, les revenus de location sont réduits chaque année civile où le PHEO moyen arithmétique annuel baisse sous

les 30 \$/MWh et si certaines autres conditions sont respectées. La réduction conditionnelle des revenus prévue dans le contrat de location est traitée comme un dérivé selon le chapitre 3855, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », du *Manuel de l'ICCA*. OPG a comptabilisé un passif de 118 millions de dollars en 2009, qui reflète la juste valeur d'un dérivé incorporé dans le contrat conclu avec Bruce. La réduction des revenus a été compensée par l'incidence du compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce.

Hierarchie des évaluations à la juste valeur

OPG est tenue de classer les évaluations à la juste valeur selon une hiérarchie. Cette hiérarchie regroupe les actifs et les passifs financiers selon trois niveaux fondés sur l'importance des données utilisées pour l'évaluation à la juste valeur des actifs

et des passifs financiers. Le niveau dans lequel l'actif ou le passif financier est classé se fonde sur l'importance des données d'entrée utilisées pour l'évaluation à la juste valeur. La hiérarchie des évaluations à la juste valeur comporte les trois niveaux suivants :

Niveau 1 : L'évaluation des données se fonde sur les cours du marché non rajustés observés sur des marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques.

Niveau 2 : L'évaluation se fonde sur des données autres que les cours du marché visés au niveau 1, qui sont observables pour l'actif ou le passif, soit directement ou indirectement.

Niveau 3 : L'évaluation se fonde sur des données relatives à l'actif ou au passif qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables.

Le tableau qui suit présente des actifs et des passifs financiers évalués à la juste valeur conformément à la hiérarchie des évaluations à la juste valeur.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Papier commercial adossé à des actifs	-	-	36	36
Fonds de déclassement	2 302	2 574	-	4 876
Fonds pour combustible irradié	-	5 370	-	5 370
Couvertures différées de taux d'intérêt	-	3	-	3
Instruments dérivés sur marchandises	-	14	-	14
Investissements dans OPGV	13	-	17	30
Couvertures de taux d'intérêt de variable à fixe	-	(4)	-	(4)
Dérivé incorporé dans le contrat de location de Bruce	-	-	(118)	(118)
Total de l'actif et du passif	2 315	7 957	(65)	10 207

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009, il n'y a pas eu de transferts entre le niveau 1 et le niveau 2 des évaluations à la juste valeur, ni vers le niveau 3 ou à partir de celui-ci.

La juste valeur est la valeur à laquelle un instrument financier peut être liquidé ou vendu, dans le cadre d'une opération avec une contrepartie compétente agissant en toute liberté. La juste valeur des instruments financiers négociés sur des marchés actifs se fonde sur les cours du marché à la date du bilan. Un marché est considéré comme actif si les cours du marché sont disponibles régulièrement auprès d'une Bourse, d'un courtier, d'un groupe industriel, d'un service d'établissement des prix ou d'un organisme de réglementation, et si ces cours représentent des opérations réelles se produisant régulièrement dans des conditions normales de marché. Le cours du marché utilisé pour les actifs financiers détenus par OPG est le cours acheteur. Ces instruments sont compris dans le niveau 1 et se composent surtout de contrats d'électricité, de titres de capitaux propres et de placements dans des fonds.

Pour les instruments pour lesquels il n'y a pas de cours de marché facilement disponibles, les justes valeurs sont estimées à l'aide de courbes de prix à terme tracées à partir de cours de marché ou taux observables qui peuvent comprendre l'utilisation de techniques ou de modèles d'évaluation, fondés dans la mesure du possible sur des hypothèses s'appuyant sur des cours ou des taux observables de marché en vigueur aux dates des bilans consolidés. C'est le cas des dérivés et titres négociés hors Bourse, qui comprennent les dérivés de produits énergétiques, les dérivés de change, les dérivés de swap de taux d'intérêt et les placements dans des fonds. Les modèles d'évaluation utilisent des hypothèses générales et des données de marché, et ne reflètent donc pas les risques spécifiques et d'autres facteurs qui toucheraient la juste valeur d'un instrument donné. Les méthodes employées pour calculer les rajustements de juste valeur sont examinées à intervalles réguliers afin d'assurer qu'elles demeurent appropriées. Si toutes les données importantes requises pour évaluer un instrument à la juste valeur sont observables, l'instrument est inclus dans le niveau 2.

Si une ou plusieurs des données importantes ne se fondent pas sur des données de marché observables, l'instrument est classé dans le niveau 3. Des techniques d'évaluation précises ont été employées pour évaluer ces instruments. Les données importantes de niveau 3 comprennent des

transactions récentes comparables, de l'information de référence comparable, l'écart cours acheteur-cours vendeur de transactions similaires, et d'autres données pertinentes.

Le tableau qui suit présente les variations des actifs d'OPG mesurées à la juste valeur, selon le niveau 3, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

(en millions de dollars)	Investissements dans OPGV	Papier commercial adossé à des actifs	Dérivé incorporé dans le contrat de location de Bruce
Solde d'ouverture	24	35	-
Total des gains (pertes) compris dans le bénéfice net ¹	(9)	1	(118)
Achats	2	-	-
Solde de clôture	17	36	(118)

¹ Excluant l'incidence de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

Analyse de sensibilité

L'évaluation du dérivé incorporé dans le contrat conclu avec Bruce a nécessité l'utilisation

d'hypothèses quant aux prix futurs de l'électricité. L'incidence du remplacement de données par d'autres hypothèses raisonnablement possibles se présente comme suit :

(en millions de dollars)	Créditeurs à long terme	Bénéfice net ¹
Changement favorable des hypothèses relatives aux prix de l'électricité	(51)	51
Changement défavorable des hypothèses relatives aux prix de l'électricité	52	(52)

¹ Excluant l'incidence de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

Les volatilités des placements d'OPG dans OPGV et dans du PCAA qui ont été classés dans le niveau 3 ne sont pas considérées comme importantes. Par conséquent, une analyse de sensibilité de ces placements a donné lieu à un changement négligeable de la juste valeur.

Risque d'illiquidité

Les éléments de passif liés aux dérivés et aux non-dérivés d'OPG comprennent les créditeurs à court terme, les couvertures de taux d'intérêt de variable à fixe et la dette à long terme. L'échéance contractuelle de la dette à long terme est présentée aux notes 8 et 16.

Le risque d'illiquidité découle d'obligations financières trop importantes par rapport aux actifs financiers disponibles à un moment précis. L'approche de la Société en matière de gestion des liquidités consiste à surveiller de façon continue sa capacité de maintenir des liquidités suffisantes au règlement de ses passifs à leur échéance, tant dans des conditions normales que difficiles, sans subir de pertes inacceptables.

14. GESTION DU CAPITAL

Les objectifs du conseil d'administration en matière de gestion du capital visent à protéger les actifs de la Société et sa capacité d'exercer ses activités commerciales, tout en s'engageant envers des projets de développement futurs qui fournissent un rendement approprié à l'actionnaire, et des avantages à d'autres parties prenantes. La Société tente de maintenir une structure du capital optimale et de réduire au minimum les coûts du capital.

La Société est détenue en totalité par la Province. Pour réduire au minimum son coût du capital, la Société vise des mesures financières conformes à l'obtention d'une notation de crédit de première qualité. Cela permettra à la Société d'accéder aux marchés financiers dans l'avenir tout en visant un financement par emprunt à un coût peu élevé.

La Société surveille le capital au moyen du ratio d'endettement, soit le ratio de la dette sur le total de la structure du capital. La dette correspond au total des emprunts, y compris la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, la dette à long terme et le montant des lettres de crédit. Le total de la structure du capital correspond au total de la dette majoré du total des capitaux propres comme ils sont présentés aux bilans consolidés. Une clause restrictive financière de la facilité de crédit bancaire confirmée renouvelable de 1 milliard de dollars d'OPG prévoit que cette dernière est tenue de maintenir, sur une base entièrement consolidée, un ratio d'endettement d'au plus 0,65 : 1,0 en tout temps.

Selon la décision de la CEO en novembre 2008, la structure du capital réputée des activités à tarifs réglementés est de 53 % de dette et de 47 % de capitaux propres.

Le tableau qui suit présente un sommaire du ratio d'endettement d'OPG aux 31 décembre 2009 et 2008 :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2009	2008
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	978	357
Dette à long terme	3 068	3 483
Lettres de crédit ¹	231	243
Total de la dette	4 277	4 083
Total des capitaux propres	7 477	6 829
Total de la structure du capital	11 754	10 912
Ratio d'endettement	36 %	37 %

¹ La lettre de crédit de la SGDN de 1 million de dollars n'a pas été incluse ci-dessus.

Aucun changement n'a été apporté à l'approche de la Société en matière de gestion du capital au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

15. ACTIONS ORDINAIRES

Aux 31 décembre 2009 et 2008, 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. Toute émission de nouvelles actions est assujettie au consentement de la totalité des actionnaires d'OPG.

16. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Litiges

OPG ou ses filiales font face à différentes actions en justice couvrant un large ensemble de questions soulevées dans le cours normal de leurs affaires.

Le 9 août 2006, un avis d'action et une déclaration d'un montant de 500 millions de dollars ont été signifiés à OPG et à Bruce Power L.P. par British Energy Limited et British Energy International Holdings Limited (« British Energy »).

La poursuite de British Energy contre OPG a trait à de la corrosion dans les générateurs de vapeur de l'unité 8 de Bruce, notamment la corrosion des plaques à travers lesquelles passent les tubes de chaudière. Le montant des dommages comprend une somme de 65 millions de dollars attribuable à une interruption prolongée pour fins de réparation d'une partie des dommages allégués. Le reste du montant réclamé se fonde sur la probabilité accrue que les générateurs de vapeur devront être remplacés ou que l'unité devra être mise hors service prématurément. OPG a loué les centrales nucléaires Bruce à Bruce Power L.P. en 2001.

British Energy est en arbitrage avec les propriétaires actuels de Bruce Power L.P. concernant une prétendue violation des déclarations et garanties que British Energy avait fournies aux propriétaires actuels au moment de l'acquisition de la participation de British Energy dans Bruce Power L.P. (l'« arbitrage »). Si British Energy se tire indemne de la procédure d'arbitrage, elle n'aura subi aucun dommage qu'elle pourrait tenter de recouvrer auprès d'OPG. Les audiences d'arbitrage devaient se tenir entre le 30 novembre et le 18 décembre 2009, mais ont été ajournées et de nouvelles dates seront fixées en 2010. L'arbitre pourrait prendre un certain temps pour rendre une décision après les audiences d'arbitrage.

British Energy a indiqué précédemment qu'OPG ou Bruce Power L.P. pouvaient attendre la fin de l'arbitrage avant de contester activement la poursuite. Bien que l'arbitrage n'ait pas encore eu lieu, British Energy a maintenant demandé à OPG de présenter une défense. OPG et Bruce Power L.P. ont informé British Energy que si cette dernière souhaitait activer l'action en justice avant la conclusion de l'arbitrage, les défendeurs présenteraient une requête de suspension des procédures, un rejet de l'action en cours ou, subsidiairement, une requête visant à prolonger

le délai de signification de la défense jusqu'à la conclusion de l'arbitrage. Par la suite, British Energy a signifié un constat de défaut aux défendeurs pour ne pas avoir déposé leur défense. La requête dont il est fait mention ci-dessus devait être entendue le 5 mars 2010, mais la procédure a été ajournée à une date qui reste à déterminer. La requête cherchera également à faire annuler le constat de défaut.

En septembre 2008, une certaine Première nation a envoyé un avis de poursuite contre le gouvernement du Canada, la province d'Ontario, OPG et la SFIEO réclamant des dommages-intérêts d'un montant de 200 millions de dollars relativement à des allégations de bris de contrat, d'obligation fiduciaire, de violation de propriété, de négligence, de nuisance, de fausse déclaration, de bris de droits riverains et de violation illégale et injustifiable des droits des peuples autochtones et des droits issus de traités, et de 0,5 million de dollars en dommages-intérêts spéciaux. OPG continue d'évaluer les fondements du litige et ne prévoit pas que celui-ci aura une incidence importante sur la situation financière d'OPG.

Une notice d'arbitrage a été signifiée à OPG et à la SFIEO par une Première nation. L'arbitrage vise à établir si OPG a violé un accord selon lequel elle devait « faire de son mieux » pour engager la Province dans des pourparlers avec la Première nation concernant le partage des avantages liés à la mise en valeur hydrologique. L'audience d'arbitrage a pris fin et les parties attendent la décision de l'arbitre. L'arbitrage ne devrait pas avoir d'incidence importante sur la situation financière de la Société.

Certaines Premières nations ont intenté des actions en justice pour raison d'ingérence dans les droits rattachés à la terre de réserve et les droits fonciers ancestraux. OPG a été nommée dans certaines poursuites par une Première nation contre d'autres parties en qualité de tierce partie défenderesse. Les réclamations faites par certaines de ces Premières nations contre OPG totalisent 70 millions de dollars, et des réclamations par d'autres ne précisent aucun montant.

Chacun de ces litiges s'accompagne d'incertitudes. Certains d'entre eux pourraient être réglés au désavantage d'OPG et pourraient avoir une incidence importante sur sa situation financière. La direction a constitué des provisions pour des éventualités jugées probables et qui peuvent être raisonnablement évaluées.

Questions environnementales

OPG était tenue d'assumer certaines obligations environnementales d'Ontario Hydro. Conséquemment, une provision de 76 millions de dollars a été établie à cet égard au 1^{er} avril 1999. Au 31 décembre 2009, la provision résiduelle s'établissait à 40 millions de dollars (41 millions de dollars en 2008).

Les activités courantes sont soumises à la réglementation fédérale, provinciale et locale en matière de qualité de l'air, des eaux et des sols et à d'autres questions environnementales. Le coût des obligations correspondantes est assumé de façon continue. La direction estime avoir établi une

provision suffisante dans les états financiers consolidés pour respecter les obligations environnementales liées aux activités actuelles d'OPG.

Garanties

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

Engagements contractuels et commerciaux

Les obligations contractuelles et autres engagements commerciaux importants de la Société au 31 décembre 2009 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2010	2011	2012	2013	2014	Par la suite	Total
Obligations contractuelles :							
Ententes d'achat de combustible	503	281	186	126	62	101	1 259
Cotisations effectuées dans le cadre de l'ONFA	264	250	240	157	94	758	1 763
Remboursement de la dette à long terme	978	384	412	12	13	2 250	4 049
Intérêt sur la dette à long terme	207	159	131	117	117	639	1 370
Obligations d'achat non conditionnelles	22	22	22	23	23	51	163
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation	25	25	26	28	27	-	131
Permis d'exploitation	34	33	36	36	36	-	175
Cotisations aux régimes de retraite ¹	268	-	-	-	-	-	268
Divers	38	32	40	33	32	65	240
	2 339	1 186	1 093	532	404	3 864	9 418
Engagements commerciaux importants :							
Tunnel de Niagara	186	231	123	23	13	-	576
Autres projets hydroélectriques	67	10	-	-	-	-	77
Total	2 592	1 427	1 216	555	417	3 864	10 071

¹ Les cotisations aux régimes de retraite comprennent les besoins de capitalisation additionnels étant donné le déficit et les besoins de capitalisation continus conformément à l'évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG au 1^{er} janvier 2008. Les cotisations subissent l'incidence de divers facteurs, y compris le rendement du marché, les modifications aux hypothèses actuarielles, les résultats techniques des régimes et le calendrier des évaluations actuarielles. Les besoins de capitalisation après 2010 sont exclus en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires aux prévisions de l'échéancier des flux de trésorerie futurs. Les cotisations au régime de retraite agréé de la SGDN ne sont pas comprises étant donné qu'une évaluation actuarielle était requise au 1^{er} janvier 2010.

Tunnel de Niagara

En juin 2009, suivant les recommandations d'un comité d'examen des litiges, OPG et l'entrepreneur ont signé un contrat de conception-construction modifié comportant des coûts et un échéancier cibles révisés. Les coûts et le calendrier cibles tenaient compte des conditions souterraines difficiles rencontrées et des travaux d'excavation du

tunnel et d'installation du revêtement nécessaires pour accélérer l'achèvement du tunnel. Le contrat modifié comprend la prise de mesures incitatives et désincitatives visant à atteindre les coûts et le calendrier cibles. Le conseil d'administration d'OPG a approuvé une estimation des coûts du projet révisés de 1,6 milliard de dollars et une date d'achèvement prévue révisée pour décembre 2013.

Les coûts et le calendrier des travaux d'excavation du tunnel et d'installation du revêtement continueront à créer des incertitudes. Au 31 décembre 2009, le tunnelier avait progressé de 5 481 mètres, ce qui représente 54 % de la longueur du tunnel.

Les dépenses en immobilisations attribuables au projet pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 se sont établies à 214 millions de dollars, et les dépenses en immobilisations cumulatives s'élèvent à 649 millions de dollars. Le projet est financé par emprunt par l'intermédiaire de la SFIEO. OPG est en voie d'apporter une modification à la facilité de crédit du projet du tunnel de Niagara conclue avec la SFIEO afin de tenir compte de l'estimation de coûts révisée de 1,6 milliard de dollars et du calendrier révisé.

Upper Mattagami et Hound Chute

Les activités de construction visant à remplacer trois centrales hydroélectriques existantes sur la rivière Upper Mattagami et la centrale Hound Chute sur la rivière Montreal se sont poursuivies en 2009. Pendant les travaux, la centrale Hound Chute a été mise hors service. La nouvelle centrale aura une capacité de 10 MW, comparativement à 4 MW pour la centrale remplacée.

À la fin du projet, la puissance installée totale des quatre centrales augmentera, passant de 23 MW à 44 MW, ce qui fera passer l'énergie produite annuellement de 134 gigawattheures (« GWh ») à 223 GWh. Au cours de 2009, la fabrication des pièces et systèmes commandés s'est déroulée comme prévu et certaines pièces d'équipement « centrale-réseau » importantes ont été livrées. Les centrales devraient entrer en service en avril 2011.

Le financement du projet a été terminé en mai 2009, et des billets de premier rang totalisant 200 millions de dollars ont été émis. Au 31 décembre 2009, les dépenses cumulatives s'élevaient à 196 millions de dollars. Le total des coûts du projet devrait atteindre 300 millions de dollars.

Lower Mattagami

OPG poursuit son programme de développement visant à accroître la capacité de production de quatre centrales sur la rivière Lower Mattagami, pour la faire passer de 483 MW à 933 MW. Un contrat de conception-construction finalisé en janvier 2010 permettra le déroulement de travaux techniques et d'autres préparatifs parallèlement à l'obtention des approbations réglementaires finales et à la négociation d'une HESA avec l'OEO.

OPG a entamé des pourparlers avec des représentants de collectivités autochtones concernant le projet. Un accord global a été négocié avec la Première nation locale qui règle des griefs attribués à la construction et à l'exploitation et à la maintenance subséquentes des installations d'OPG dans la région. Grâce à ce nouvel accord, la Première nation pourra acquérir une participation pouvant aller jusqu'à 25 % dans le projet. Des discussions avec d'autres groupes autochtones sont en cours. Le rapport d'étude complet découlant de l'évaluation environnementale (« EE ») fédérale a été publié aux fins de consultation publique en octobre 2009, et le processus de consultation s'est terminé à la fin de 2009. L'EE a été soumise au ministre fédéral.

Autres engagements

En plus des engagements susmentionnés, la Société a les engagements suivants :

La Société maintient des conventions collectives avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique et la Society of Energy Professionals. Les conventions sont en vigueur respectivement jusqu'au 31 mars 2012 et jusqu'au 31 décembre 2010. Au 31 décembre 2009, OPG comptait environ 12 100 employés réguliers, et environ 89 % de sa main-d'œuvre régulière est visée par des conventions collectives.

Les engagements contractuels et commerciaux décrits précédemment excluent certains bons de commande, puisqu'ils représentent des autorisations d'achat plutôt que des contrats juridiquement valables et qu'ils peuvent être modifiés sans pénalités importantes.

Impôts fonciers de remplacement

En novembre 2005, OPG a reçu une lettre du ministère des Finances indiquant son intention de recommander au ministre des Finances qu'un règlement ontarien à l'égard de l'impôt foncier de remplacement soit mis à jour rétroactivement au 1^{er} avril 1999 pour refléter les réévaluations et les règlements d'appel se rapportant à certaines propriétés d'OPG depuis cette date. OPG continue de discuter de la résolution de cette question avec le ministère des Finances, puisque des mises à jour de la réglementation pourraient ne pas être faites avant plusieurs années. OPG n'a pas inscrit de montant relatif à la modification prévue au règlement.

17. RABAIS ASSOCIÉ À LA LIMITE DE REVENUS

Une tranche de 85 % de la production des actifs de production non réglementée d'OPG, excluant la centrale Lennox, les centrales dont la production est assujettie à une HESA avec l'OEO, aux termes d'une directive ministérielle, et les ventes à terme au 1^{er} janvier 2005, a fait l'objet d'une limite de revenus pour la période du 1^{er} avril 2005 au 30 avril 2009. La production d'une unité ayant fait l'objet d'une conversion de combustible et la production supplémentaire d'une centrale ayant fait l'objet d'une remise en état ou d'un agrandissement sont aussi exclues de la production couverte par la limite de revenus.

La limite de revenus, qui avait initialement été établie pour une période de 13 mois se terminant le 30 avril 2006, a par la suite été prolongée pour trois autres années. La limite de revenus était de 4,7 ¢/kWh pendant la période du 1^{er} mai 2007 au 30 avril 2008, et est passée à 4,8 ¢/kWh le 1^{er} mai 2008. Au cours de cette période, les volumes vendus aux termes d'une vente aux enchères pilote administrée par l'OEO étaient assujettis à une limite de revenus supérieure de 0,5 ¢/kWh à la limite de revenus applicable aux autres actifs de production d'OPG. Les revenus excédant ces limites ont été remis à la SIERE au profit des consommateurs. Le rabais associé à la limite de revenus a pris fin le 30 avril 2009.

La variation du passif au titre du rabais associé à la limite de revenus pour 2009 et 2008 se présente comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2009	2008
Passif au début de l'exercice	85	100
Augmentation de la provision au cours de l'exercice	27	277
Paiements effectués au cours de l'exercice	(112)	(292)
Passif à la fin de l'exercice	-	85

18. AUTRES (GAINS) ET PERTES

<i>(en millions de dollars)</i>	2009	2008
Variation du coût estimatif nécessaire au déclassement des centrales thermiques	(9)	(21)
Ajustement de la valeur du PCAA (note 4)	(1)	14
Divers	-	(2)
	(10)	(9)

Au cours du quatrième trimestre de 2009, la Société a réévalué les coûts d'achèvement des travaux pour remettre en état le site de la centrale au charbon Lakeview. En conséquence, OPG a comptabilisé

un recouvrement de 9 millions de dollars dans les autres gains et pertes pour refléter une variation des coûts estimatifs.

19. SECTEURS D'ACTIVITÉ

OPG compte les cinq secteurs d'activité isolables suivants : Production nucléaire réglementée, Gestion des déchets nucléaires réglementée, Production hydroélectrique réglementée, Production hydroélectrique non réglementée et Production thermique non réglementée.

Production nucléaire réglementée

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

Centrales nucléaires Bruce

En mai 2001, OPG a loué ses centrales nucléaires Bruce A et Bruce B à Bruce Power jusqu'en 2018, avec une option de renouvellement maximale de 25 ans.

En vertu du contrat conclu avec Bruce, les revenus tirés du contrat sont réduits chaque année civile où le PHEO moyen arithmétique annuel chute sous les 30 \$/MWh et si certaines autres conditions sont respectées. Comme le PHEO moyen a été inférieur à 30 \$/MWh en 2009, les revenus tirés du contrat de location avec Bruce pour 2009 ont été réduits de 69 millions de dollars. La réduction des revenus de location est compensée par l'incidence du compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce décrit à la note 7 afférente aux présents états financiers consolidés. La réduction conditionnelle des revenus dans l'avenir, prévue dans le contrat conclu avec Bruce, est traitée comme un dérivé selon le chapitre 3855, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », du *Manuel de l'ICCA*. Les dérivés sont évalués à la juste valeur et les variations de la juste valeur sont constatées à l'état des résultats. En raison de l'importante réduction du PHEO moyen arithmétique, la juste valeur du dérivé a augmenté pour s'établir à 118 millions de dollars en 2009. L'augmentation de la

juste valeur de ce dérivé a été constatée à titre de réduction des revenus, compensée par l'incidence du compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce.

Au cours de 2009, OPG a comptabilisé des revenus de location liés aux centrales Bruce de 160 millions de dollars (258 millions de dollars en 2008). À la fin de 2008, OPG a réévalué le contrat de location conclu avec Bruce aux fins comptables en raison d'une modification apportée au contrat. En raison de la réévaluation, le moment où certains revenus tirés du contrat de location sont constatés aux fins comptables a été revu. La réévaluation se traduira par des réductions des revenus de location aux fins comptables au cours des premières années du reste de la durée du contrat de location, et par des augmentations des revenus de location aux fins comptables au cours des dernières années du reste de la durée du contrat de location. L'incidence de ces modifications d'échéancier sur le montant des revenus de location constatés au cours de 2008 a été contrebalancée par l'incidence du compte d'écarts des revenus de location nets de Bruce décrit à la note 7 afférente aux présents états financiers consolidés. La valeur comptable nette des immobilisations louées à Bruce Power s'établissait à 1 073 millions de dollars au 31 décembre 2009 (1 134 millions de dollars en 2008).

Gestion des déchets nucléaires réglementée

Les activités du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée consistent en la gestion de combustible irradié de faible activité et de moyenne activité, le déclassement des centrales nucléaires d'OPG (y compris les centrales louées à Bruce Power), la gestion des Fonds nucléaires et les activités connexes, y compris l'inspection et l'entretien des installations de stockage des déchets. Par conséquent, une charge de désactualisation des passifs et des gains (pertes) liés aux Fonds nucléaires est présentée dans ce secteur.

Au fil de l'exploitation des centrales nucléaires, OPG engage des coûts variables liés au combustible irradié de faible activité et de moyenne activité qui est produit. Ces coûts font augmenter les passifs nucléaires en raison de la production de grappes de combustible irradié additionnelles et d'autres déchets. Ces coûts variables sont imputés aux activités à court terme du secteur Production nucléaire réglementée afin de refléter de manière appropriée le coût de production de l'énergie et les revenus tirés des contrats de location avec Bruce

Power qui sont comptabilisés dans ce secteur. Puisque les coûts variables font augmenter les passifs nucléaires du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée, OPG comptabilise une charge intersectorielle entre les secteurs Production nucléaire réglementée et Gestion des déchets nucléaires réglementée. L'incidence de cette charge intersectorielle entre ces secteurs est éliminée dans les états des résultats et les bilans consolidés d'OPG.

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée est jugé réglementé puisque les coûts liés aux passifs nucléaires sont inclus dans l'établissement, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production des installations nucléaires réglementées d'OPG.

Production hydroélectrique réglementée

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

Production hydroélectrique non réglementée

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

Production thermique non réglementée

Le secteur Production thermique non réglementée, qui s'appelait auparavant Production d'origine fossile non réglementée, exerce ses activités en

Ontario, lesquelles consistent en la production et la vente de l'électricité produite par ses centrales thermiques, qui n'est pas soumise à la réglementation des tarifs. Les revenus connexes sont gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services connexes, y compris les services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, les services de réglage de production automatique et d'autres services.

Divers

OPG tire des revenus de sa participation dans la coentreprise de Brighton Beach relativement à une convention de conversion énergétique entre Brighton Beach et Shell. Le secteur Divers comprend aussi la quote-part d'OPG des revenus et des charges de la coentreprise tirés de la centrale alimentée au gaz du PEC, qui est détenue en copropriété avec TransCanada Energy Ltd. En outre, ce secteur comprend les revenus tirés des locations immobilières.

Les revenus et les charges liés aux activités de négociation et autres activités autres que de couverture d'OPG sont aussi inclus dans ce secteur. Dans le cadre de ces activités, OPG effectue des opérations essentiellement à court terme, de un an ou moins, avec des contreparties de l'Ontario et des marchés de l'énergie avoisinants. Ces activités se rapportent essentiellement à l'énergie physique, qui est achetée et vendue aux limites de la province d'Ontario, et à la vente de produits de gestion des risques financiers et de produits liés à l'énergie. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont comptabilisés à titre d'actifs ou de passifs à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les autres revenus à titre de gains ou de pertes.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des secteurs d'activité de la production comprennent des honoraires de services intersectoriels qui se rapportent à l'utilisation de certaines immobilisations corporelles et de certains actifs incorporels du secteur Divers. Le total des honoraires de services est porté en réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de ce secteur. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, les honoraires de services se sont établis à 27 millions de dollars pour le secteur Production nucléaire réglementée, à 3 millions de dollars pour le secteur Production

hydroélectrique réglementée, à 4 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique non réglementée et à 9 millions de dollars pour le secteur Production thermique non réglementée, avec une réduction correspondante des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 43 millions de dollars pour le secteur Divers. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, les honoraires de services se sont établis à 29 millions

de dollars pour le secteur Production nucléaire réglementée, à 3 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique réglementée, à 4 millions de dollars pour le secteur Production hydroélectrique non réglementée et à 9 millions de dollars pour le secteur Production thermique non réglementée, avec une réduction correspondante des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 45 millions de dollars pour le secteur Divers.

**Bénéfice (perte) sectoriel(le)
pour l'exercice terminé
le 31 décembre 2009**

(en millions de dollars)

	Activités réglementées			Activités non réglementées				Total
	Nucléaires	Gestion des déchets nucléaires	Hydro-électriques	Hydro-électriques	Thermiques	Divers	Éliminations	
Revenus	3 179	44	782	615	918	143	(41)	5 640
Rabais associé à la limite de revenus	-	-	-	(10)	(17)	-	-	(27)
	3 179	44	782	605	901	143	(41)	5 613
Charges liées au combustible	210	-	264	104	413	-	-	991
Marge brute	2 969	44	518	501	488	143	(41)	4 622
Exploitation, maintenance et administration	2 057	48	106	210	492	10	(41)	2 882
Amortissement	481	-	75	73	79	52	-	760
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	627	-	-	7	-	-	634
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	(683)	-	-	-	-	-	(683)
Impôt foncier et impôt sur le capital	41	-	10	9	18	8	-	86
Autres (gains) et pertes	-	-	-	-	(9)	(1)	-	(10)
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	390	52	327	209	(99)	74	-	953

**Bénéfice (perte) sectoriel(le)
pour l'exercice terminé
le 31 décembre 2008**

(en millions de dollars)

	Activités réglementées			Activités non réglementées			Divers Éliminations	Total
	Nucléaires	Gestion des déchets nucléaires	Hydro-électriques	Hydro-électriques	Thermiques			
Revenus	2 987	46	754	974	1 491	153	(46)	6 359
Rabais associé à la limite de revenus	-	-	-	(72)	(205)	-	-	(277)
	2 987	46	754	902	1 286	153	(46)	6 082
Charges liées au combustible	167	-	254	111	659	-	-	1 191
Marge brute	2 820	46	500	791	627	153	(46)	4 891
Exploitation, maintenance et administration	2 098	50	108	198	552	7	(46)	2 967
Amortissement	462	-	70	76	94	41	-	743
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	573	-	-	8	-	-	581
Pertes sur les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	93	-	-	-	-	-	93
Impôt foncier et impôt sur le capital	25	-	12	9	21	13	-	80
Autres (gains) et pertes	-	-	-	-	(23)	14	-	(9)
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	235	(670)	310	508	(25)	78	-	436

**Principales données
du bilan consolidé
au 31 décembre 2009**

(en millions de dollars)

Principales données du bilan consolidé au 31 décembre 2009	Activités réglementées			Activités non réglementées			Total
	Nucléaires	Gestion des déchets nucléaires	Hydro- électriques	Hydro- électriques	Thermiques	Divers	
(en millions de dollars)							
Immobilisations en service, montant net	3 661	-	3 791	2 968	384	808	11 612
Construction en cours	217	-	663	308	32	4	1 224
Immobilisations corporelles, montant net	3 878	-	4 454	3 276	416	812	12 836
Actifs incorporels en service, montant net	22	-	-	2	-	15	39
Développement en cours	8	-	-	1	1	3	13
Actifs incorporels, montant net	30	-	-	3	1	18	52
Matières et fournitures, montant net :							
Court terme	70	-	-	-	60	2	132
Long terme	386	-	-	1	1	-	388
Stocks de combustible	333	-	-	-	504	-	837
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	(11 711)	-	-	(146)	(2)	(11 859)
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	10 246	-	-	-	-	10 246

**Principales données
du bilan consolidé
au 31 décembre 2008**

(en millions de dollars)

	Activités réglementées			Activités non réglementées			Total
	Nucléaires	Gestion des déchets nucléaires	Hydro-électriques	Hydro-électriques	Thermiques	Divers	
Immobilisations en service, montant net	3 882	-	3 823	2 970	396	456	11 467
Construction en cours	234	-	444	192	30	363	1 263
Immobilisations corporelles, montant net	4 056	-	4 267	3 162	426	819	12 730
Actifs incorporels en service, montant net	23	-	-	1	-	24	48
Développement en cours	3	-	-	-	1	5	9
Actifs incorporels, montant net	26	-	-	1	1	29	57
Matières et fournitures, montant net :							
Court terme	77	-	-	-	55	-	132
Long terme	336	-	-	1	1	-	338
Stocks de combustible	301	-	-	-	435	-	736
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	(11 233)	-	-	(117)	(34)	(11 384)
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	9 209	-	-	-	-	9 209

**Principales données de l'état
des flux de trésorerie**

(en millions de dollars)

	Activités réglementées			Activités non réglementées			Total
	Nucléaires	Gestion des déchets nucléaires	Hydro-électriques	Hydro-électriques	Thermiques	Divers	
Exercice terminé le 31 décembre 2009							
Dépenses en immobilisations corporelles et actifs incorporels	200	-	254	239	32	27	752
Exercice terminé le 31 décembre 2008							
Dépenses en immobilisations corporelles et actifs incorporels	194	-	161	150	63	93	661

20. OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Étant donné que la Province détient l'ensemble des actions d'OPG, les parties liées comprennent la Province, Infrastructure Ontario et les autres sociétés issues du regroupement d'Ontario Hydro, dont Hydro One Inc. (« Hydro One »), la SIERE et la

SFIEO. Les opérations entre OPG et les parties liées sont évaluées à la valeur d'échange, soit la valeur de la contrepartie qui a été établie et acceptée par les parties liées.

Ces opérations se résument comme suit :

(en millions de dollars)	Revenus Charges		Revenus Charges	
	2009		2008	
Hydro One				
Ventes d'électricité	20	-	35	-
Services	-	13	-	7
Province d'Ontario				
Frais sur les revenus bruts, droits d'utilisation de l'eau et impôt foncier	-	146	-	151
Garanties	-	4	-	4
Garantie du taux de rendement du Fonds pour combustible irradié	-	493	-	(971)
Excédent de capitalisation du Fonds de déclassement	-	-	-	(3)
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts et impôt foncier	-	224	-	215
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	-	210	-	215
Impôts sur le capital	-	31	-	36
Impôts sur les bénéfices	-	221	-	88
Entente de soutien éventuel	412	-	-	-
Infrastructure Ontario				
Remboursement des charges engagées au cours de l'approvisionnement aux fins des nouvelles unités de production nucléaire	-	21	-	-
SIERE				
Ventes d'électricité	4 434	31	5 330	127
Rabais associé à la limite de revenus	(27)	-	(277)	-
Services connexes	153	-	155	-
Divers	6	-	-	-
	4 998	1 394	5 243	(131)

Au 31 décembre 2009, les débiteurs comprenaient 2 millions de dollars à recevoir de Hydro One (néant en 2008) et 189 millions de dollars à recevoir de la SIERE (207 millions de dollars en 2008). Les crédoiteurs et les charges à payer au 31 décembre 2009

comprenaient un montant de 3 millions de dollars (1 million de dollars en 2008) à payer à Hydro One et un montant de 21 millions de dollars (néant en 2008) à payer à Infrastructure Ontario.

21. COENTREPRISES

Les coentreprises importantes comprennent Brighton Beach et le PEC, qui sont détenus à 50 % par OPG.

L'information condensée qui suit, tirée des états des résultats, des états des flux de trésorerie et des bilans consolidés, présente la quote-part de la Société dans les coentreprises et les partenariats qui a été consolidée de façon proportionnelle :

<i>(en millions de dollars)</i>	2009	2008
Quote-part de l'exploitation des coentreprises		
Revenus	76	41
Charges	(49)	(31)
Bénéfice net	27	10
Quote-part des flux de trésorerie des coentreprises		
Activités d'exploitation	34	33
Activités d'investissement	(17)	(76)
Activités de financement	(25)	50
Quote-part des variations des liquidités	(8)	7
Quote-part des bilans des coentreprises		
Actif à court terme	31	31
Actif à long terme	583	585
Passif à court terme	(14)	(18)
Passif à long terme	(172)	(183)
Quote-part de l'actif net	428	415

22. SOCIÉTÉ DE PLACEMENT

La Société a appliqué la NOC-18 pour tous les placements détenus par OPGV. OPGV est une filiale en propriété exclusive de la Société, et ses résultats sont présentés dans les états financiers consolidés de la Société. La valeur comptable des placements d'OPGV s'établissait à 30 millions de dollars (39 millions de dollars en 2008), et le montant a été inclus à titre de placements à long terme dans les bilans consolidés.

En raison de l'application de cette convention, le bénéfice net et les autres actifs de la Société pour 2009 ont reculé de 11 millions de dollars (6 millions de dollars en 2008). Les gains réalisés nets d'OPGV ont été de 7 millions de dollars en 2009 (3 millions de dollars en 2008).

Les gains et les pertes bruts latents sur le placement détenu par OPGV au 31 décembre 2009 s'établissaient respectivement à 11 millions de dollars et 24 millions de dollars. Les gains et les pertes bruts latents sur le placement détenu par OPGV au 31 décembre 2008 s'établissaient respectivement à 17 millions de dollars et 19 millions de dollars.

23. RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, des frais de recherche et de développement de 112 millions de dollars (112 millions de dollars en 2008) ont été imputés aux résultats.

24. VARIATION NETTE DES SOLDES DU FONDS DE ROULEMENT HORS CAISSE

<i>(en millions de dollars)</i>	2009	2008
Débiteurs	105	(171)
Charges payées d'avance	(15)	3
Stocks de combustible	(101)	(132)
Matières et fournitures	-	(7)
Rabais associé à la limite de revenus, à payer	27	277
Créditeurs et charges à payer	(103)	65
Impôts sur les bénéfices et impôt sur le capital (à recouvrer) à payer	(149)	38
	(236)	73

25. PART DES ACTIONNAIRES SANS CONTRÔLE

OPG a conclu une convention de partenariat avec la Première nation de Lac Seul concernant la centrale Lac Seul de 12,5 MW. En juillet 2009, OPG a cédé la propriété de la centrale au partenariat. OPG détient une participation de 75 % dans la coentreprise, tandis que la Première nation de Lac Seul détient une participation de 25 %.

OPG consolide les résultats du partenariat de Lac Seul et la part des actionnaires sans contrôle représente la participation de 25 % de la Première nation de Lac Seul dans le partenariat.

26. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DU BILAN

Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires, et dotation aux amortissements

En février 2010, OPG a annoncé sa décision d'entreprendre la phase de définition de la remise en état de la centrale nucléaire Darlington. Par conséquent, la durée de service de la centrale nucléaire Darlington, aux fins du calcul de l'amortissement, a été prolongée jusqu'à 2051. L'approbation et la prolongation de la durée de service ont aussi eu une incidence sur les hypothèses relatives aux passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires d'OPG en raison surtout de l'accroissement des coûts associés aux grappes de combustible irradié additionnelles, compensé en partie par une baisse du passif lié au déclassement, résultant d'un changement dans les hypothèses relatives à la durée de service. L'augmentation nette des passifs est estimée à environ 300 millions de dollars selon un taux d'actualisation de 4,8 %. L'augmentation des passifs sera reflétée dans le solde des immobilisations en 2010. Par suite de ces changements, la dotation aux amortissements d'OPG devrait diminuer de 136 millions de dollars par année à compter de 2010.

Membres de la haute direction



Jake Epp
Président du conseil
d'administration



Tom Mitchell
Président et chef de la direction



Robert Boguski
Vice-président principal
Services d'affaires et technologie
de l'information



Bruce Boland
Vice-président principal
Affaires générales



David Brennan
Vice-président principal
Affaires juridiques et chef
du contentieux



Frank Chiarotto
Vice-président principal,
Production thermique



Janice Dunlop
Vice-présidente principale
Ressources humaines et
chef de l'éthique



Donn Hanbidge
Vice-président principal et
chef des finances



Catriona King
Vice-présidente et
secrétaire générale



John Murphy
Vice-président directeur,
Hydroélectricité



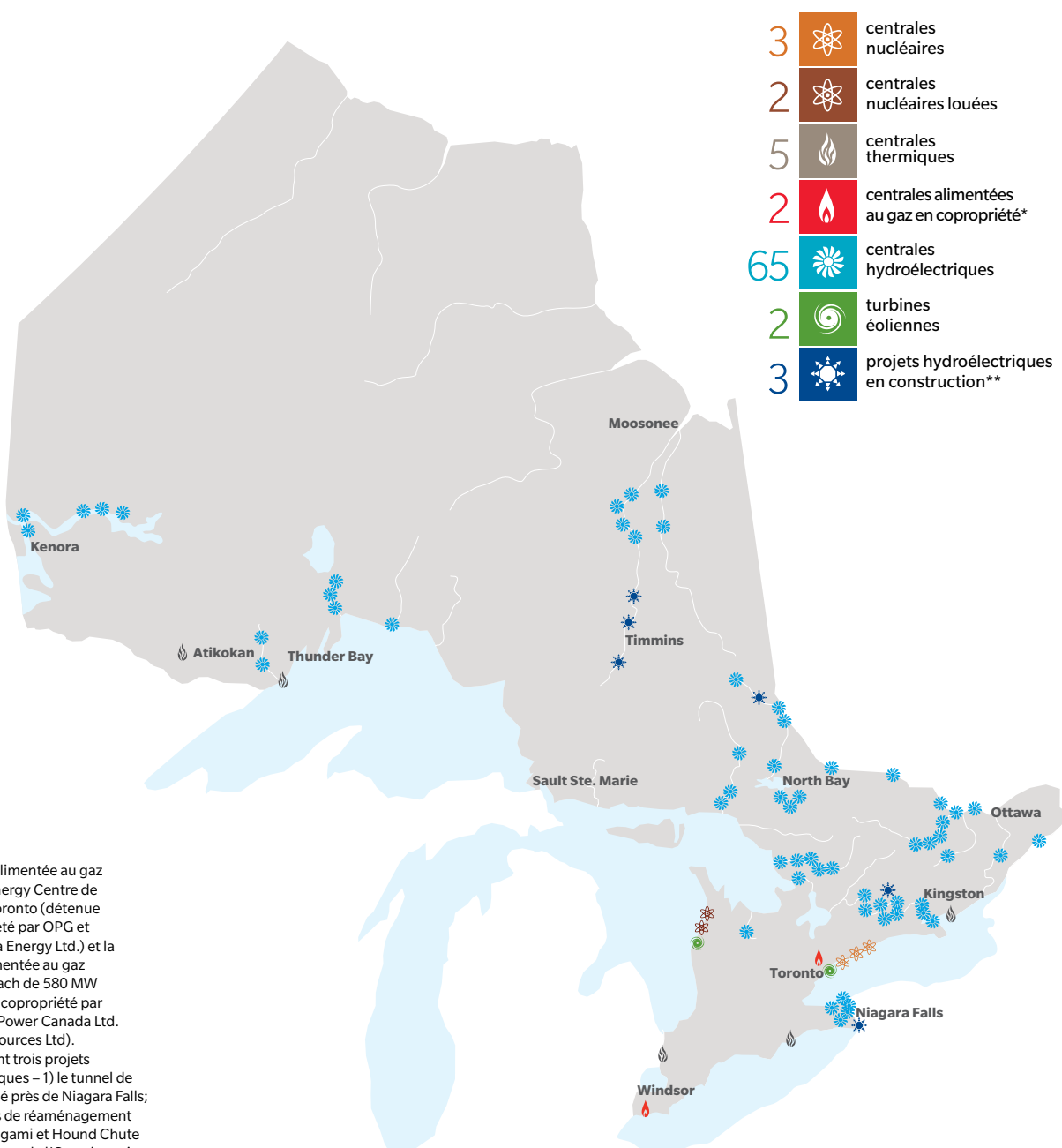
Wayne Robbins
Chef du nucléaire



Colleen Sidford
Vice-présidente et trésorière

Installations d'Ontario Power Generation

Au 31 décembre 2009, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité totale en service de 21 729 MW.



* La centrale alimentée au gaz Portlands Energy Centre de 550 MW à Toronto (détenue en copropriété par OPG et TransCanada Energy Ltd.) et la centrale alimentée au gaz Brighton Beach de 580 MW (détenue en copropriété par OPG, ATCO Power Canada Ltd. et ATCO Resources Ltd).

** Comprennent trois projets hydroélectriques – 1) le tunnel de Niagara, situé près de Niagara Falls; 2) les projets de réaménagement Upper Mattagami et Hound Chute dans le nord-est de l'Ontario, qui comprennent les centrales Wawaitin, Sandy Falls, Lower Sturgeon et Hound Chute; 3) la centrale Healey Falls près de Campbellford, en Ontario.

Ce rapport annuel est également
publié en anglais sur notre site Web
– this annual report is also available
in English on our website –
www.opg.com

Veuillez recycler.

**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

**Conception, impression,
distribution :**
Services d'entreprise d'OPG

© Ontario Power Generation Inc.,
2010.



ONTARIO POWER
GENERATION