

2010

Rapport annuel



AJAX, ATIKOKAN, CAMPBELLFORD, CANTON DE ST. CLAIR, CLARINGTON, COMTÉ DE HALDIMAND, CORNWALL, GRAND NAPANEE, KAPUSKASING, NATION TAYKWA TAGAMOU, NIAGARA FALLS, NORTH BAY, OSHAWA, PICKERING, PREMIÈRE NATION MATTAGAMI, PREMIÈRE NATION MOOSE CREE, RENFREW, THUNDER BAY, TIMMINS, WHITBY, AJAX, ATIKOKAN, CAMPBELLFORD, CANTON DE ST. CLAIR, CLARINGTON, COMTÉ DE HALDIMAND, CORNWALL, GRAND NAPANEE, KAPUSKASING, NATION TAYKWA TAGAMOU, NIAGARA FALLS, NORTH BAY, OSHAWA, PICKERING, PREMIÈRE NATION MATTAGAMI, PREMIÈRE NATION MOOSE CREE, RENFREW, THUNDER BAY, TIMMINS, WHITBY,

ONTARIOPOWER
GENERATION

Vue d'ensemble

POINTS SAILLANTS FINANCIERS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2010	2009
Revenus		
Revenus avant le rabais associé à la limite de revenus	5 375	5 640
Rabais associé à la limite de revenus	–	(27)
	5 375	5 613
Charges liées au combustible	908	991
Marge brute	4 467	4 622
Charges		
Exploitation, maintenance et administration	2 903	2 882
Amortissement	698	760
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	660	634
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(668)	(683)
Restructuration	27	–
Impôt foncier et impôt sur le capital	77	86
Autres pertes (gains)	5	(10)
	3 702	3 669
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	765	953
Intérêts débiteurs, montant net	176	185
Charge (recouvrement) d'impôts	(60)	145
Bénéfice net	649	623
Production d'électricité (TWh)	88,6	92,5
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	817	299

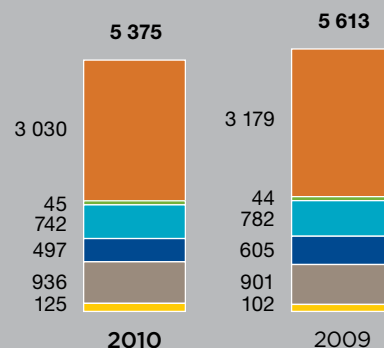
LÉGENDE DES GRAPHIQUES

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

REVENUS ET POINTS SAILLANTS D'EXPLOITATION

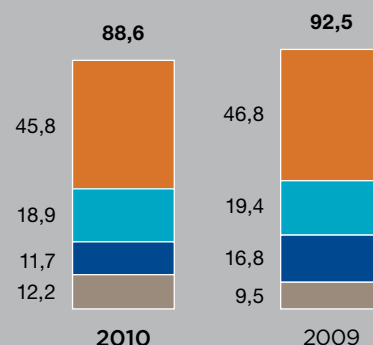
REVENUS, DÉDUCTION FAITE DU RABAIS ASSOCIÉ À LA LIMITE DE REVENUS PAR SECTEUR

(en millions de dollars)



PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PAR SECTEUR

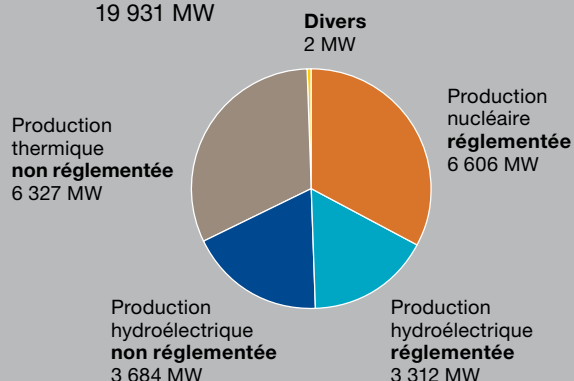
(en TWh)



CAPACITÉ DE PRODUCTION EN SERVICE (EN MW) PAR SECTEUR

31 décembre 2010

19 931 MW



OPG est une entreprise ontarienne dont la principale activité est la production 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.



Nous sommes OPG

AU 31 DÉCEMBRE 2010

Le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 19 931 mégawatts (« MW »). OPG exploite :

- trois centrales nucléaires,
- cinq centrales thermiques,
- 65 centrales hydroélectriques, 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 et ATCO Power Canada 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. Ces installations détenues en copropriété et louées sont intégrées dans les résultats financiers d'OPG, mais elles ne sont pas comprises dans les statistiques sur le portefeuille de production figurant dans le présent rapport.

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 ou l'offre d'électricité par heure. Un kilowattheure représente l'énergie électrique consommée par 50 ampoules fluorescentes compactes de 20 watts durant une heure.

Le client résidentiel type consomme environ 800 kWh par mois.

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

TABLE DES MATIÈRES

La Société	1
Message du président du conseil d'administration	2
Message du président	4
Rapport de gestion	7
États financiers consolidés	70
Notes afférentes aux états financiers consolidés	75
Membres de la haute direction	124
Installations d'Ontario Power Generation	125

MESSAGE DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION



« OPG exerce ses activités dans le secteur de plus en plus dynamique et changeant de l'électricité en Ontario. »

Le conseil d'administration d'OPG a pour objectif d'améliorer sans cesse la gouvernance d'entreprise et de s'acquitter toujours mieux de ses responsabilités de surveillance et de gérance de la Société et de ses actifs, d'assurer la durabilité financière et d'accroître la valeur pour son actionnaire.

En 2010, les membres du conseil d'administration ont utilisé leurs compétences et leur expérience en particulier pour :

- améliorer le rôle de surveillance du conseil d'administration;
- mettre en œuvre de nouveaux projets de production et établir de nouveaux partenariats;
- continuer de démontrer la valeur d'OPG aux consommateurs ontariens.

Amélioration du rôle de surveillance : OPG exerce ses activités dans le secteur de plus en plus dynamique et changeant de l'électricité en Ontario. Afin d'améliorer son rôle de surveillance dans ce contexte d'évolution, le conseil d'administration a rationalisé et restructuré ses comités de manière à assurer une surveillance plus stratégique du profil de risque d'OPG et à instaurer des mesures d'atténuation de ces risques. Ces mesures se sont traduites par une approche plus audacieuse et plus stratégique d'appréhension des incidences des principaux risques auxquels OPG fait face et de perception, par les administrateurs, de la situation d'OPG dans 10 à 20 ans.

Le conseil d'administration a également organisé des réceptions trimestrielles tout au long de l'année pour rencontrer les employés d'OPG qui seront les responsables de demain et tisser des liens avec eux.

Nouveaux projets de construction d'unités de production et nouveaux partenariats : Le conseil d'administration d'OPG se réjouit du fait que plusieurs projets d'aménagement et de remise en état des installations de la Société aient été reconnus dans le plan énergétique à long terme de l'Ontario. Ces projets créeront des emplois et serviront de protection et de source de valeur ajoutée pour les actifs existants déjà payés par les Ontariens. Ils permettront aussi d'accroître la production des centrales hydroélectriques et nucléaires de la Province – épine dorsale du réseau électrique de l'Ontario – grâce à une production fiable qui ne dégagera pratiquement pas d'émissions.

« À plus long terme, le conseil d'administration continuera d'améliorer tangiblement son rôle de surveillance et de fiduciaire en favorisant l'évolution dans le secteur de l'électricité de l'Ontario, en y réagissant et en s'y adaptant stratégiquement. »



Le conseil d'administration délègue à la direction d'OPG la responsabilité de la performance des projets et, dans le cadre de son rôle de surveillance, visite divers sites de projets. En 2010, certains administrateurs d'OPG se sont rendus, en compagnie d'employés, d'entrepreneurs et de parties prenantes, sur le site du projet du tunnel de Niagara et sur celui du projet sur la rivière Upper Mattagami.

Pour marquer la participation d'OPG au plus important projet d'aménagement de centrale hydroélectrique des 40 dernières années dans le nord de l'Ontario, un groupe d'administrateurs d'OPG est allé voir sur place le projet de la rivière Lower Mattagami dans le nord de l'Ontario et rencontrer le chef et le conseil de la Première nation Moose Cree à Moosonee et à Moose Factory. Ils y ont participé à une cérémonie de signature soulignant l'anniversaire de l'entente de partenariat. L'ensemble du conseil d'administration a ensuite reçu les membres de la Première nation Moose Cree à Toronto pour fêter ce partenariat.

Démonstration de la valeur d'OPG aux Ontariens : Les consommateurs ontariens s'attendent à ce que les sociétés d'État de la Province démontrent sans cesse leur valeur aux Ontariens. OPG n'y fait pas exception. OPG est la seule société productrice d'électricité dont les tarifs sont soumis à un examen public par la Commission de l'énergie de l'Ontario et sont régis par cette dernière, et la seule aussi à recevoir des tarifs d'électricité moins élevés que ceux de ses concurrents, de sorte qu'OPG contribue à maintenir les prix de l'électricité à un bas niveau pour les Ontariens. C'est un rôle important pour OPG. Mais ce n'est qu'un aspect de la situation.

En 2010, OPG a poursuivi le travail amorcé en 2008 de réduction des coûts sans compromettre ni la sécurité ni la fiabilité et sans nuire à l'environnement. Le plan d'affaires 2011-2015 approuvé par le conseil d'administration et présenté à notre actionnaire comporte des mesures qui contribueront à augmenter la production d'électricité tout en réduisant les coûts.

À plus long terme, le conseil d'administration continuera d'améliorer tangiblement son rôle de surveillance et de fiduciaire en favorisant l'évolution dans le secteur de l'électricité de l'Ontario, en y réagissant et en s'y adaptant stratégiquement.

Le conseil d'administration est fier de la performance d'OPG en 2010. Les réalisations de la Société dans les domaines de la sécurité, de l'environnement, de la gestion de projet, du contrôle des coûts, de l'ouverture et de la transparence et de la performance financière et opérationnelle ont contribué solidement au bien-être public et économique de la Province.

Nous remercions les membres de la direction d'OPG et tous les employés pour le rôle qu'ils ont joué dans ces réalisations et sommes impatients de connaître de nouveaux succès dans les années à venir.

Jake Epp
Président du conseil d'administration

MESSAGE DU PRÉSIDENT



« Nos succès en 2010 sont le fruit directement des efforts, des initiatives et de l'engagement de nos employés, ainsi que de leurs compétences et de leur dévouement. Comme toujours, leur contribution a été un facteur primordial de notre succès. Je suis fier d'être à la tête d'une société capable d'attirer et de retenir de telles personnes. »

OPG a récolté de bons résultats pour 2010. Le bénéfice net de l'exercice s'est établi à 649 millions de dollars en comparaison de 623 millions de dollars pour 2009. OPG est une société d'État, et son bénéfice net est réinvesti dans la Province. La Société a contrôlé les coûts et a réalisé avec succès plusieurs importants projets d'investissement, et ses principaux groupes d'actifs ont généré une production fiable. OPG a également continué d'accroître sa production d'énergie hydroélectrique renouvelable et a réalisé des progrès dans la modernisation de son parc de centrales nucléaires et la transformation de ses centrales thermiques en centrales alimentées au gaz naturel ou à la biomasse plus propres.

Nos succès en 2010 sont le fruit directement des efforts, des initiatives et de l'engagement de nos employés, ainsi que de leurs compétences et de leur dévouement. Comme toujours, leur contribution a été un facteur primordial de notre succès. Je suis fier d'être à la tête d'une société capable d'attirer et de retenir de telles personnes.

Production à faibles coûts : OPG a maintenu sa position de producteur d'électricité à faibles coûts en Ontario. Cette position revient au contrôle efficace des coûts qui reste une priorité pour OPG. Nous nous engageons à fournir de l'électricité aux Ontariens aux tarifs les plus bas de la province. C'est notre principal rôle à titre de société d'État, et nous en sommes fiers.

OPG est également le seul producteur ontarien dont les tarifs sont établis au moyen d'un processus d'audiences ouvert et transparent contrôlé par la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO). L'an dernier, la Société a fait une demande d'augmentation des tarifs pour sa production nucléaire et hydroélectrique réglementée auprès de la CEO. Le 10 mars 2011, la CEO a rendu sa décision et publié ensuite l'ordonnance établissant à compter du 1^{er} mars 2011 des tarifs de 34,13 \$/MWh et de 55,85 \$/MWh pour la production des centrales hydroélectriques et nucléaires réglementées d'OPG, en comparaison des tarifs réglementés antérieurs respectivement de 36,66 \$/MWh et 54,98 \$/MWh. OPG continuera à offrir une production d'électricité fiable et à faibles coûts et à agrandir l'infrastructure de l'électricité de l'Ontario et à l'améliorer.

Production fiable : En 2010, la production a totalisé 88,6 TWh, soit près de 4 TWh de moins qu'en 2009. Cette baisse est attribuable aux faibles niveaux d'eau et à l'interruption pour faire les contrôles en bâtiment sous vide à la centrale Pickering,

qui ont réduit la production de nos centrales hydroélectriques et nucléaires. Cette baisse a été contrebalancée par le solide rendement des centrales thermiques d'OPG.

En dépit de la baisse de production, les actifs ont eu une solide performance en matière de fiabilité, résultat d'une stratégie axée sur l'inspection, la maintenance et l'exploitation. La fiabilité de la production des centrales hydroélectriques et thermiques a été élevée, et celle de la centrale nucléaire Darlington s'est améliorée. De fait, deux des réacteurs de la centrale Darlington ont été reconnus, à la fin de l'année, parmi les cinq réacteurs CANDU les plus performants du monde. La production de la centrale Pickering a été moins fiable qu'en 2009, en raison de l'interruption pour faire les contrôles en bâtiment sous vide qui a exigé que tous les réacteurs de la centrale soient mis hors service pendant presque six semaines. Ce projet touchant les installations nucléaires a été le plus important projet d'OPG en 2010.

Approvisionnement accru en énergie hydroélectrique de l'Ontario : Conformément à son mandat d'accroître l'approvisionnement en électricité de l'Ontario, OPG a encore ajouté des unités de production d'énergie hydroélectrique renouvelable et propre à son portefeuille en 2010. Le projet de remise en valeur d'Upper Mattagami et de Hound Chute dans le nord-est de l'Ontario, qui a été achevé avec succès, a beaucoup contribué à l'accroissement de l'approvisionnement. Le projet a permis de remplacer quatre centrales en fin de vie dans le nord-est de l'Ontario. Les nouvelles centrales, d'une capacité totale de 44 MW, produiront de l'hydroélectricité pour les générations futures. D'autres ajouts de capacité ont été réalisés grâce au programme continu de mise à niveau de roues de turbines hydroélectriques d'OPG. Ce programme a permis de produire 278 MW depuis la création de la Société en 1999. Au cours des cinq prochaines années, OPG a l'intention d'ajouter plus de 50 MW à la capacité de ses centrales hydroélectriques, en installant de nouvelles roues de turbines et autre nouvel équipement. Une quatrième unité a aussi été ajoutée à la centrale Healey Falls à Campbellford, ce qui a permis d'accroître la capacité de la centrale d'un peu plus de 6 MW.

Les projets de production, comme le tunnel de Niagara creusé sous la ville de Niagara Falls et le projet Lower Mattagami situé au nord de Kapuskasing, permettront d'augmenter la capacité et la production d'énergie. Le tunnel a bien progressé en 2010, et l'excavation du tunnel a été parachevée en mai 2011. D'ici la fin de 2013, nous prévoyons que cet ouvrage fournira à la centrale Sir Adam Beck assez d'eau pour produire 1,6 TWh d'électricité additionnelle chaque année. Le projet Lower Mattagami de 2,6 milliards de dollars, annoncé en juin 2010, ajoutera environ 438 MW d'électricité à la production ontarienne livrable pendant les périodes de pointe. Il s'agit du plus important projet de construction de centrale entrepris dans le nord de l'Ontario en 40 ans.

« L'engagement d'OPG à l'égard de la sécurité est constant, catégorique et inconditionnel. »



Modernisation des actifs nucléaires : OPG a également poursuivi les efforts de revitalisation de son parc de centrales nucléaires en service depuis de nombreuses années. Les unités nucléaires d'OPG sont les « bêtes de somme » du réseau électrique de l'Ontario et fournissent à la Province une part importante de la production de base. Pour poursuivre sur cette voie, OPG a l'intention de remettre en état, un à un, les quatre réacteurs de la centrale Darlington, dès le milieu de la présente décennie. Au nombre des mesures entreprises en 2010, citons l'annonce de la construction d'une maquette de réacteur pleine grandeur pour la formation des travailleurs qui se chargeront de la remise en état, et le lancement du processus d'évaluation environnementale (EE). De plus, OPG a l'intention de construire deux nouvelles unités nucléaires à Darlington. Les préparatifs comprennent l'obtention d'un permis visant la préparation de l'emplacement et la poursuite du processus d'EE. Les audiences sur l'EE relatives aux nouveaux réacteurs ont eu lieu en mars et avril 2011. Pendant la dernière année, OPG a également annoncé son intention de maintenir la centrale Pickering B en activité, en toute sécurité et fiabilité, jusqu'à environ 2020. OPG a entrepris une série coordonnée d'initiatives pour évaluer cette possibilité, y compris la présentation, en septembre 2010, d'un plan de maintien en activité à l'organisme de régie des centrales nucléaires du Canada, la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

La modernisation de notre parc de centrales nucléaires exigera une coordination précise, une planification méticuleuse et la capacité d'effectuer des travaux complexes dans les délais et selon le budget impartis. Les travaux de préparation effectués en 2010 constituent une base solide pour l'atteinte de ces objectifs.

Remplacement du charbon par des combustibles plus propres : Les plans de modernisation de certaines unités alimentées au charbon d'OPG ont progressé. En 2010, le ministre de l'Énergie de l'Ontario a chargé l'Office de l'électricité de l'Ontario de négocier une convention d'approvisionnement en énergie avec OPG qui touche l'électricité produite par la centrale Atikokan en utilisant la biomasse comme combustible. De plus, le plan énergétique à long terme de l'Ontario comprend la conversion au gaz naturel de la centrale Thunder Bay d'OPG. Le plan reconnaît aussi le potentiel de conversion au gaz naturel de certaines unités des centrales Lambton et Nanticoke. Ce sont des étapes importantes de la transformation d'une partie de nos centrales alimentées au charbon en centrales alimentées en combustible plus propre. OPG doit cesser d'exploiter des centrales alimentées au charbon d'ici la fin de 2014. Pour accélérer le processus, la Société, en réponse à la directive gouvernementale, a fermé quatre unités alimentées au charbon en 2010 et elle en fermera deux autres en 2011.

Excellence en gestion de projets : OPG a réalisé plusieurs projets importants en 2010 qui visaient à renforcer ses actifs. Ces projets englobaient :

- une interruption à la centrale Pickering pour les contrôles en bâtiment sous vide, y compris l'inspection et la maintenance de l'un des principaux systèmes de gestion de la sécurité de la centrale;
- le projet de mise en état d'arrêt sécuritaire à la centrale de Pickering A, projet de cinq ans exigeant la vidange du combustible, l'assèchement et l'isolation des unités 2 et 3 pendant que les deux autres unités de la centrale continuaient d'être en activité;
- le projet hydroélectrique Upper Mattagami et Hound Chute;
- les interruptions à la centrale Abitibi Canyon et à l'unité 7 de la centrale nucléaire Pickering B.

Tous ces projets ont été achevés en avance sur l'échéancier et en respectant les budgets approuvés. OPG entreprend de nombreux projets importants chaque année et s'engage à améliorer la performance avec chaque projet qu'elle réalise.

Engagement d'OPG à l'égard de la sécurité : La sécurité est une valeur fondamentale et absolue pour OPG. Plus tôt cette année, un tremblement de terre et un tsunami tragiques ont endommagé plusieurs réacteurs nucléaires au Japon, preuve renouvelée que la sécurité ne peut jamais être considérée comme acquise. L'engagement d'OPG à l'égard de la sécurité est constant, catégorique et inconditionnel. Comme nous produisons d'importantes quantités d'énergie à partir de sources diverses – hydroélectrique, nucléaire et thermique, nous avons une responsabilité spéciale d'atteindre l'excellence en matière de sécurité.

Même si nous avons connu des succès en matière de sécurité en 2010, nous savons que nous pouvons faire mieux. Notre objectif ultime est de zéro blessure. En outre, l'accent mis sur la sécurité publique et la protection de l'environnement continuera de garantir que toutes nos centrales fonctionnent selon les normes les plus élevées de sécurité et de sûreté. Pour ce faire, nous devons sans cesse améliorer notre performance en matière de sécurité. À titre de producteur d'électricité responsable, nous nous devons d'atteindre nos objectifs en matière de sécurité. Nous le devons aux Ontariens, afin de mériter leur confiance et leur respect jour après jour.

Tom Mitchell
Président et chef de la direction



2010

RAPPORT DE GESTION

Énoncés prospectifs	7
La Société	7
Mécanismes de revenus pour la production réglementée et non réglementée	8
Faits saillants	10
Vision, activités de base et stratégie	16
Capacité de produire des résultats	24
Tendances du marché de l'électricité de l'Ontario	25
Secteurs d'activité	25
Indicateurs clés de la production et du rendement financier	27
Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité	28
Production nucléaire réglementée	29
Gestion des déchets nucléaires réglementée	30
Production hydroélectrique réglementée	31
Production hydroélectrique non réglementée	33
Production thermique non réglementée	34
Divers	35
Intérêts débiteurs, montant net	35
Impôts sur les bénéfices	35
Situation de trésorerie et sources de financement	36
Notation de crédit	39
Faits saillants du bilan	39
Conventions et estimations comptables critiques	42
Conversion aux Normes internationales d'information financière	48
Gestion des risques	52
Opérations entre parties liées	62
Information sur la gouvernance et sur le comité d'audit et des finances	63
Contrôles internes à l'égard de l'information financière et contrôles de communication de l'information	63
Quatrième trimestre	63
Faits saillants financiers trimestriels	66
Mesures supplémentaires des résultats	67

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière	68
Rapport des auditeurs indépendants	69
États financiers consolidés	70
Notes afférentes aux états financiers consolidés	75

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés audités d'Ontario Power Generation Inc. (« OPG » ou la « Société ») au 31 décembre 2010 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 2009 ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation de 2010. Le présent rapport de gestion est daté du 4 mars 2011.

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 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

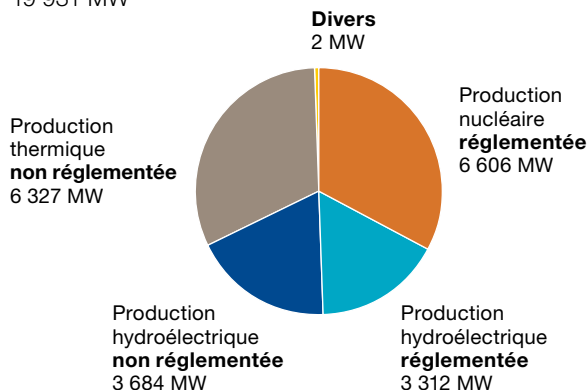
OPG est une entreprise ontarienne dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario. OPG met l'accent sur la production efficiente et la vente de l'électricité provenant de ses actifs de production, tout en assurant une exploitation sécuritaire, ouverte et responsable 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 2010, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 19 931 mégawatts (« MW »). OPG exploite trois centrales nucléaires, cinq centrales thermiques, 65 centrales hydroélectriques et deux turbines éoliennes. En outre, OPG et TransCanada Energy Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Portlands Energy Centre (« PEC »). OPG et ATCO Power Canada 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 et louées sont comprises dans les résultats financiers d'OPG, mais pas dans les statistiques sur le portefeuille de production figurant dans le présent rapport.

CAPACITÉ (MW) DE PRODUCTION EN SERVICE PAR SECTEUR

31 décembre 2010

19 931 MW



Le 1^{er} octobre 2010, la capacité en service de la Production thermique non réglementée a reculé de 1 730 MW en raison de la fermeture de quatre unités alimentées au charbon : les unités 1 et 2 à la centrale Lambton et les unités 3 et 4 à la centrale Nanticoke. Avant la fermeture des unités 1 et 2 à la centrale alimentée au charbon Lambton, la capacité en service de la Production thermique non réglementée avait baissé de 120 MW en 2010 par suite de la réduction du service nominal continu maximal. Cette réduction a permis aux unités de fonctionner conformément aux règlements environnementaux jusqu'à leur fermeture le 1^{er} octobre 2010.

Au cours de 2010, la capacité en service de la Production hydroélectrique réglementée a monté de 10 MW en raison surtout de la mise à niveau de turbines à la centrale Sir Adam Beck 1. Le bond de 42 MW de la capacité en service de la Production hydroélectrique non réglementée au cours de 2010 par rapport à 2009 s'explique principalement par la fin des travaux aux centrales Upper Mattagami et Hound Chute, l'ajout d'une quatrième unité à la centrale hydroélectrique Healey Falls et l'augmentation de la capacité aux centrales Cameron et Alexander par suite de la mise à niveau des turbines.

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 (collectivement, les « installations visées par règlement »). Les résultats d'exploitation de ces installations réglementées sont présentés dans les secteurs Production nucléaire réglementée, Gestion des déchets nucléaires 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.

Une description de tous les secteurs d'OPG se trouve à la rubrique *Secteurs d'activité*.

Mécanismes de revenus pour la production réglementée et non réglementée

PRODUCTION RÉGLEMENTÉE

Depuis le 1^{er} avril 2005, les tarifs pour l'électricité produite par la plupart des centrales hydroélectriques de base et par toutes les centrales nucléaires sont devenus des produits réglementés aux termes de modifications apportées à la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et au *Règlement de l'Ontario 53/05*. Le règlement fixait les tarifs réglementés qu'OPG a reçus jusqu'au 1^{er} avril 2008 pour les installations visées par règlement. Depuis le 1^{er} avril 2008, les tarifs réglementés pour les installations visées par règlement d'OPG sont établis par la CEO. En 2008, la CEO a établi les tarifs réglementés entrés en vigueur le 1^{er} avril 2008 d'après 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.

Le tarif réglementé, établi par la CEO, qui est entré en vigueur le 1^{er} avril 2008, pour l'électricité produite aux installations nucléaires d'OPG est de 5,50 ¢/kWh. Ce tarif comprend un avenant tarifaire de 0,20 ¢/kWh au titre du recouvrement de soldes de comptes de report et d'écarts nucléaires approuvés. Le tarif réglementé, établi par la CEO, qui est entré en vigueur le 1^{er} avril 2008, pour l'électricité produite aux installations hydroélectriques réglementées d'OPG est de 3,67 ¢/kWh et comprend le recouvrement de soldes de comptes d'écarts hydroélectriques approuvés. 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, notamment les comptes autorisés en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Les comptes d'écarts comptabilisent les écarts entre les coûts et les revenus réels par rapport aux montants prévus correspondants approuvés par la CEO au moment de l'établissement des tarifs réglementés.

En date du 1^{er} décembre 2008, la CEO a également approuvé un mécanisme incitatif révisé pour la production provenant des installations hydroélectriques réglementées. 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 net moyen par heure et la production nette réelle d'énergie multipliée par le prix du marché au comptant.

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 pour la période du 1^{er} avril 2005 au 31 mars 2008 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 tarifs réglementés 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 (« compte d'écarts de pertes fiscales »). L'établissement de ce compte d'écarts, en vigueur sur une base rétrospective au 1^{er} avril 2008, a donné lieu à une augmentation des actifs réglementaires et à une constatation correspondante des revenus en 2009 et en 2010.

En octobre 2009, la décision et ordonnance de la CEO concernant la demande d'ordonnance comptable d'OPG a autorisé le maintien en place de l'avenant tarifaire de 0,20 ¢/kWh après le 31 décembre 2009. Cette décision et ordonnance a également autorisé la méthode de comptabilisation des ajouts aux soldes des comptes d'écarts et de report existants après le 31 décembre 2009.

En mai 2010, OPG a déposé une demande auprès de la CEO afin d'obtenir de nouveaux tarifs réglementés pour les installations visées par règlement devant prendre effet le 1^{er} mars 2011 et qu'ils soient établis selon une méthode axée sur les coûts prévus de prestation du service. Le processus d'audiences publiques relativement à la demande d'OPG s'est terminé le 21 décembre 2010. À la date du présent rapport de gestion, la CEO n'avait pas encore rendu sa décision à l'égard de la demande d'OPG. D'autres renseignements sur la demande qu'OPG a déposée auprès de la CEO figurent à la rubrique *Faits nouveaux*.

PRODUCTION NON RÉGLEMENTÉE

L'électricité provenant des autres actifs de production d'OPG demeure non réglementée et continue de recevoir le prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario, à l'exception des endroits où une convention d'approvisionnement en énergie est en vigueur. La production provenant des centrales Lac Seul et Ear Falls, celle de la centrale Healey Falls et celle des centrales Sandy Falls, Wawaitin, Lower Sturgeon et Hound Chute sont toutes assujetties à une convention d'approvisionnement en énergie hydroélectrique (« CAEH »). En 2010, OPG a conclu une CAEH pour le projet d'aménagement des centrales hydroélectriques Lower Mattagami. Les paiements aux termes de la CAEH du projet Lower Mattagami débiteront au moment où la première unité additionnelle sera mise en service.

Les centrales Lambton et Nanticoke font l'objet d'une entente de soutien d'urgence avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO »). L'entente a été mise en place pour permettre à OPG de recouvrer les coûts de ces centrales alimentées au charbon après l'instauration de la stratégie d'OPG relative à la réduction des émissions de CO₂. La production de la centrale Lennox était visée par un contrat de fiabilité impérative jusqu'au 30 septembre 2009. OPG a conclu une convention visant la centrale Lennox avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») pour la période du 1^{er} octobre 2009 au 31 décembre 2010. La convention visant la centrale Lennox pour 2011 a été signée au cours du premier trimestre de 2011. En 2010, OPG et l'OEO ont entrepris des négociations en vue de conclure la convention d'approvisionnement visant la biomasse d'Atikokan, en vertu de laquelle la centrale Atikokan produira de l'électricité en utilisant la biomasse comme combustible. Cette convention devrait être conclue en 2011.

Pour la période du 1^{er} avril 2005 au 30 avril 2009, la production provenant de 85 % des actifs de production non réglementée d'OPG, excluant la centrale Lennox, les centrales dont la production est assujettie à une CAEH conclue avec l'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 était de 4,8 ¢/kWh pendant la période du 1^{er} mai 2008 au 30 avril 2009. 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.

Faits saillants

APERÇU DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Cette section donne un aperçu des résultats d'exploitation consolidés audités 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, sauf indication contraire)	2010	2009
Revenus		
Revenus avant le rabais associé à la limite de revenus	5 375	5 640
Rabais associé à la limite de revenus	–	(27)
	5 375	5 613
Charges liées au combustible	908	991
Marge brute	4 467	4 622
Charges		
Exploitation, maintenance et administration	2 903	2 882
Amortissement	698	760
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	660	634
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(668)	(683)
Restructuration	27	–
Impôt foncier et impôt sur le capital	77	86
Autres pertes (gains)	5	(10)
	3 702	3 669
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	765	953
Intérêts débiteurs, montant net	176	185
Charge (recouvrement) d'impôts	(60)	145
Bénéfice net	649	623
Production d'électricité (TWh)	88,6	92,5
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie d'exploitation	817	299

Le bénéfice net pour 2010 s'est établi à 649 millions de dollars comparativement à 623 millions de dollars pour 2009, en hausse de 26 millions de dollars. Le bénéfice avant impôts sur les bénéfices pour 2010 a été de 589 millions de dollars contre 768 millions de dollars pour 2009, en baisse de 179 millions de dollars.

Un sommaire des facteurs qui ont eu une incidence sur les résultats d'OPG pour 2010 par rapport aux résultats de 2009, avant impôts, est présenté ci-dessous :

(en millions de dollars)	Secteurs de production d'électricité ¹	Secteur de la gestion des déchets nucléaires réglementée	Divers ²	Total
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009	827	52	(111)	768
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	(5)	—	—	(5)
Production hydroélectrique non réglementée	38	—	—	38
Variation de la production d'électricité par secteur :				
Production nucléaire réglementée	(52)	—	—	(52)
Production hydroélectrique réglementée	(11)	—	—	(11)
Production hydroélectrique non réglementée	(109)	—	—	(109)
Augmentation des revenus tirés de la production thermique et baisse des coûts du combustible, contrebalancées en grande partie par la diminution des revenus liés à l'entente de soutien d'urgence pour les centrales Nanticoke et Lambton	44	—	—	44
Diminution des revenus due au compte d'écarts réglementaires au titre des pertes fiscales	(98)	—	—	(98)
Diminution des revenus de production autres que d'électricité	(22)	1	14	(7)
Autres variations de la marge brute	36	—	9	45
	(179)	1	23	(155)
Variations des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration :				
Hausse des dépenses en raison de l'augmentation des coûts des interruptions, en partie contrebalancée par la baisse des activités de maintenance et des projets aux centrales nucléaires d'OPG	(28)	—	—	(28)
Baisse des dépenses en raison de la diminution des interruptions et des activités de maintenance aux centrales thermiques d'OPG	45	—	—	45
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 d'écarts réglementaires connexes	23	—	—	23
Augmentation des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	(75)	(1)	(2)	(78)
Autres variations des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	24	(3)	(4)	17
	(11)	(4)	(6)	(21)
Augmentation de la charge de désactualisation	—	(26)	—	(26)
Augmentation du rendement des Fonds nucléaires	—	34	—	34
Incidence du compte d'écarts réglementaire lié aux centrales louées à Bruce Power sur le rendement des Fonds nucléaires	—	(49)	—	(49)
Diminution (augmentation) de la dotation aux amortissements	69	—	(7)	62
Coûts des indemnités de départ liés à la fermeture des unités alimentées au charbon	(27)	—	—	(27)
Autres variations	—	—	3	3
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010	679	8	(98)	589

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.

RAPPORT DE GESTION

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices des secteurs de production d'électricité d'OPG s'est établi à 679 millions de dollars en 2010, contre 827 millions de dollars en 2009. Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur de la gestion des déchets nucléaires réglementée d'OPG s'est fixé à 8 millions de dollars en 2010, contre 52 millions de dollars en 2009.

Le bénéfice de 2010 des secteurs de production d'électricité a subi l'incidence défavorable d'une diminution de la marge brute de 179 millions de dollars en regard de 2009. La diminution de la marge brute des secteurs de production d'électricité découle essentiellement d'une baisse de la production d'électricité aux centrales hydroélectriques et aux centrales nucléaires réglementées d'OPG. Le repli de la marge brute de 2010 par rapport à celle de 2009 est également attribuable à la diminution des revenus liés au compte d'écarts de pertes fiscales. Au cours de 2010, OPG a comptabilisé des revenus de 194 millions de dollars relativement au compte d'écarts de pertes fiscales, contre des revenus de 292 millions de dollars en 2009. Des revenus rétrospectifs de 125 millions de dollars couvrant la période du 1^{er} avril 2008 au 31 décembre 2008 ont été comptabilisés en 2009 dans les revenus liés au compte d'écarts de pertes fiscales. Le repli de la marge brute a été en partie contrebalancé par la hausse des prix de vente moyens pour la production hydroélectrique non réglementée et l'augmentation de la marge brute pour la production thermique non réglementée, attribuables à la hausse des prix de vente moyen et à l'augmentation de la production d'électricité et à la baisse des coûts du combustible en raison d'ajustements apportés aux contrats d'achat de charbon au cours de 2009. L'augmentation de la marge pour la production thermique non réglementée a été contrebalancée en majeure partie par la diminution des revenus liés à l'entente de soutien d'urgence conclue avec la SFIEO pour veiller à la fiabilité et à la disponibilité continues des centrales Lambton et Nanticoke d'OPG.

En vertu du contrat de location conclu avec Bruce Power L.P. (« contrat de location des centrales 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 de 2010 a été supérieur à 30 \$/MWh, aucun ajustement n'a été apporté aux revenus tirés du contrat de location des centrales Bruce. En 2009, le PHEO moyen a été inférieur à 30 \$/MWh et les revenus tirés du contrat de location des centrales Bruce ont, par conséquent, été réduits de 69 millions de dollars. Tout changement apporté aux revenus de location est compensé par l'incidence d'un compte d'écarts approuvé dans la décision de la CEO de 2008 visant à inscrire les différences entre les revenus réels et prévus et les coûts liés aux centrales nucléaires en vertu du contrat de location des centrales Bruce (« compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce »).

La réduction conditionnelle des revenus dans l'avenir, prévue dans le contrat de location des centrales 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 consolidés. En raison de la réduction du PHEO moyen futur prévu au cours de 2010, la juste valeur du dérivé constituant un passif a augmenté pour s'établir à 163 millions de dollars au 31 décembre 2010 comparativement à 118 millions de dollars au 31 décembre 2009, soit une hausse de 45 millions de dollars. 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 nets de location des centrales Bruce.

Étant donné que le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce a contrebalancé les variations des revenus de production autres que d'électricité découlant de variations à court terme ou futures du PHEO moyen, l'incidence de ces variations en 2009 et 2010 ne figure pas dans le tableau ci-dessus. La diminution des revenus de production autres que d'électricité, exclusion faite de l'incidence du dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce et du compte d'écarts réglementaires en 2010 par rapport à 2009, est imputable surtout à des recouvrements d'assurance obtenus en 2009, qui ne se sont pas répétés en 2010 et à un recul des revenus tirés des services techniques et de conception fournis à des tierces parties, compensés en partie par une hausse des revenus tirés du PEC.

En 2010, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont élevées à 2 903 millions de dollars comparativement à 2 882 millions de dollars en 2009. La hausse de 21 millions de dollars s'explique surtout par la majoration des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, attribuable en grande partie à une baisse des taux d'actualisation en 2010. La hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration représente également des dépenses plus élevées liées aux coûts des interruptions aux centrales nucléaires d'OPG. La hausse a été en partie neutralisée par une baisse des dépenses liées aux interruptions et aux activités de maintenance aux centrales thermiques d'OPG et par une baisse des activités de maintenance aux centrales nucléaires. La baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration relatives au développement de nouvelle capacité nucléaire et à la remise en état de la capacité de centrales existantes a eu une incidence sur le total des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.

La charge de désactualisation en 2010 s'est établie à 660 millions de dollars par rapport à 634 millions de dollars en 2009. La hausse de 26 millions de dollars se rapporte principalement à l'augmentation de la valeur actualisée du passif pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (les « passifs nucléaires ») attribuable au passage du temps, et par l'augmentation du passif nucléaire pour lancer la phase de définition visant la remise en état de la centrale nucléaire Darlington. La hausse de la charge de désactualisation a été en partie contrebalancée par l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Le rendement du Fonds distinct pour combustible irradié (« Fonds pour combustible irradié ») et du Fonds distinct de déclassement (« Fonds de déclassement ») (collectivement, les « Fonds nucléaires ») a atteint 668 millions de dollars en 2010, contre 683 millions de dollars en 2009. Le rendement des Fonds nucléaires, avant l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce, s'est établi à 836 millions de dollars en 2010, en regard de 802 millions de dollars en 2009, soit une augmentation de 34 millions de dollars. L'augmentation du rendement des Fonds nucléaires s'explique essentiellement par un meilleur rendement du Fonds pour combustible irradié découlant de la hausse de l'indice des prix à la consommation (« IPC ») de l'Ontario en 2010, ce qui a eu une incidence sur le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié. L'augmentation du rendement du Fonds pour combustible irradié a en partie été annulée par un moins bon rendement du Fonds de déclassement, imputable surtout aux rendements plus faibles des marchés des capitaux mondiaux en 2010 par rapport à 2009. En 2010, OPG a comptabilisé une réduction de 168 millions de dollars de l'actif réglementaire du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce, contre une réduction de 119 millions de dollars en 2009, ce qui a entraîné une baisse du total du rendement des Fonds nucléaires.

La dotation aux amortissements a totalisé 698 millions de dollars en 2010 en regard de 760 millions de dollars pour la période correspondante de 2009, soit une baisse de 62 millions de dollars. Cette baisse reflète surtout l'incidence de la prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire Darlington, dont la date de fin de vie a été reportée de 2019 à 2051 après qu'OPG ait annoncé au début de 2010 le lancement de la phase de définition de la remise en état de la centrale. La baisse de la dotation aux amortissements a été en partie contrebalancée par le changement, au troisième trimestre de 2009, de la date de fin de vie, aux fins comptables, de deux unités alimentées au charbon à chacune de ses centrales Lambton et Nanticoke, lesquelles ont été fermées en octobre 2010.

Des charges de restructuration de 27 millions de dollars liées aux coûts des indemnités de départ ont été comptabilisées au cours de l'exercice par suite de la fermeture de deux unités alimentées au charbon à chacune des centrales Lambton et Nanticoke en octobre 2010.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, le recouvrement d'impôts a atteint 60 millions de dollars comparativement à une charge de 145 millions de dollars pour l'exercice 2009. La baisse de la charge d'impôts s'explique surtout par une diminution des passifs d'impôts du fait de la résolution de certaines incertitudes fiscales liées au contrôle fiscal d'années d'imposition antérieures, par une diminution de la composante impôts sur les bénéfices du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce et par une baisse des bénéfices avant le rendement tiré des Fonds nucléaires en 2010. Le rendement des Fonds nucléaires ne devient imposable qu'au moment du retrait.

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 découlant de la production acquittés au moyen des tarifs réglementés, ainsi que le prix horaire du marché au comptant de l'Ontario par secteur de production d'électricité isolable pour les exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009 se sont établis comme suit :

(¢/kWh)	2010	2009
Prix horaire moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario	3,8	3,2
Production nucléaire réglementée	5,5	5,5
Production hydroélectrique réglementée	3,7	3,7
Production hydroélectrique non réglementée	3,7	3,2
Production thermique non réglementée	4,3	3,9
Prix de vente moyens d'OPG acquittés au moyen des tarifs réglementés et des prix du marché au comptant ¹	4,7	4,5

¹ Excluent d'autres revenus tirés de l'énergie surtout des ententes de recouvrement des coûts aux centrales Nanticoke, Lambton et Lennox. Si les montants de ces ententes avaient été inclus, les prix de vente moyens d'OPG auraient été de respectivement 5,1 ¢/kWh et 5,0 ¢/kWh en 2010 et 2009.

En 2010, le prix horaire moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario a été de 3,8 ¢/kWh comparativement à 3,2 ¢/kWh en 2009. L'augmentation du prix moyen du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario en 2010 comparativement à 2009 est principalement attribuable à une baisse de la production hydroélectrique, à une hausse de la demande primaire d'électricité et à une augmentation du prix du gaz naturel et du charbon en Ontario, compensées en partie par la vigueur du dollar canadien.

La hausse des prix de vente moyens d'OPG dans les secteurs non réglementés en 2010 par rapport à 2009 est surtout imputable à l'incidence de l'augmentation des prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario.

RAPPORT DE GESTION

Production d'électricité

La production d'électricité d'OPG pour les exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009 s'est établie comme suit :

(TWh)	2010	2009
Production nucléaire réglementée	45,8	46,8
Production hydroélectrique réglementée	18,9	19,4
Production hydroélectrique non réglementée	11,7	16,8
Production thermique non réglementée	12,2	9,5
Total de la production d'électricité	88,6	92,5

Les centrales d'OPG ont produit au total 88,6 térawattheures (« TWh ») d'électricité en 2010 comparativement à 92,5 TWh en 2009. La baisse est surtout attribuable à une baisse de la production d'électricité aux centrales hydroélectriques et nucléaires d'OPG, contrebalancée en partie par une hausse de la production d'électricité aux centrales thermiques.

La baisse de la production des centrales nucléaires en 2010 par rapport à 2009 traduit essentiellement une augmentation des interruptions planifiées aux centrales nucléaires Pickering en raison de l'interruption planifiée pour faire les contrôles en bâtiment sous vide, ce qui a nécessité la fermeture des six unités au cours du deuxième trimestre de 2010. Cette baisse de la production d'électricité comparativement à la même période en 2009 a été en partie neutralisée par une diminution des jours d'interruption planifiée à la centrale nucléaire Darlington, du fait surtout de l'interruption planifiée pour faire les contrôles en bâtiment sous vide de la centrale Darlington qui a nécessité la fermeture des quatre unités au cours du deuxième trimestre de 2009.

La baisse de la production des centrales hydroélectriques d'OPG en 2010 par rapport à 2009 est principalement attribuable à l'affaiblissement des débits d'eau en raison de précipitations inférieures à la normale dans l'ensemble de l'Ontario.

La hausse de la production des centrales thermiques en 2010 comparativement à 2009 est due surtout aux répercussions des débits d'eau défavorables aux centrales hydroélectriques, à une hausse de la demande primaire d'électricité en Ontario au cours des deuxième et troisième trimestres de 2010 par rapport aux périodes correspondantes de 2009, et à une baisse de la production des centrales nucléaires d'OPG.

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 :

	2010	2009
Degrés-jours de chauffage ¹		
Total pour l'exercice	3 469	3 806
Moyenne sur dix exercices	3 660	3 691
Degrés-jours de réfrigération ²		
Total pour l'exercice	445	203
Moyenne sur dix exercices	378	360

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, en 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, en Ontario.

Les températures supérieures à la moyenne au cours de 2010 ont entraîné moins de degrés-jours de chauffage et plus de degrés-jours de réfrigération comparativement à 2009.

La demande primaire d'électricité en Ontario a été de respectivement 142,2 TWh et 139,2 TWh en 2010 et 2009. Cette plus forte demande en 2010 s'explique surtout par des températures plus élevées au cours de 2010 par rapport à 2009.

FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION

Les flux de trésorerie d'exploitation pour 2010 se sont établis à 817 millions de dollars en regard de 299 millions de dollars en 2009. L'augmentation de 518 millions de dollars des flux de trésorerie est attribuable surtout à une baisse des achats de combustibles, des versements d'impôts et 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 aux Fonds nucléaires. Cette augmentation a été en partie contrebalancée par la baisse des rentrées résultant d'une diminution des revenus de production.

FAITS NOUVEAUX

Demande d'OPG pour de nouveaux tarifs réglementés visant les installations visées par règlement

En mai 2010, OPG a déposé une demande auprès de la CEO afin d'obtenir de nouveaux tarifs réglementés devant prendre effet le 1^{er} mars 2011. Les tarifs réglementés sont applicables à la production d'électricité aux centrales hydroélectriques et nucléaires réglementées d'OPG. Dans sa demande, OPG a réclamé l'approbation du recouvrement des soldes des comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2010. Le processus d'audiences publiques relativement à la demande d'OPG s'est terminé le 21 décembre 2010. À la date du présent rapport de gestion, la CEO n'avait pas encore rendu sa décision à l'égard de

la demande d'OPG. La décision de la CEO devrait être rendue en mars 2011. Les nouveaux tarifs réglementés qui découleront de la demande devraient être en vigueur jusqu'à la fin de 2012.

Dans sa demande, OPG a demandé que la CEO déclare que les tarifs réglementés actuels soient provisoires, avec prise d'effet le 1^{er} mars 2011. Le 17 février 2011, la CEO a émis une ordonnance acquiesçant à cette demande. Cette ordonnance préserve la possibilité pour OPG de recouvrer la différence entre les tarifs réglementés finaux approuvés par la CEO et les tarifs réglementés actuels pour la période allant du 1^{er} mars 2011 jusqu'à la date de mise en œuvre de l'ordonnance tarifaire définitive de la CEO. La décision au sujet du recouvrement rétrospectif doit être rendue par la CEO en même temps que sa décision sur la demande d'OPG.

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

Le projet de mise en état d'arrêt sécuritaire de la centrale Pickering A a définitivement mis hors service les unités 2 et 3, tandis que les unités 1 et 4 continuent à produire de l'électricité. Ce projet consistait notamment à vidanger et à assécher les unités 2 et 3 et à les isoler 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 sécuritaire.

Les travaux de vidange des unités ont été achevés en 2008 et les travaux d'asséchage, en janvier 2010. Au cours du deuxième trimestre de 2010, tous les systèmes des unités 2 et 3 ont été débranchés et isolés des systèmes partagés de la centrale pour être placés en état d'arrêt sécuritaire. Les bâtiments-réacteurs des unités 2 et 3 ont en outre été isolés du système de confinement. En septembre 2010, toutes les étapes de mise en état d'arrêt sécuritaire, les phases techniques et la clôture du projet ont été terminées. Le projet a été complété selon l'échéancier prévu, au coût de 332 millions de dollars à ce jour, ce qui est inférieur aux prévisions de coûts totaux de 349 millions de dollars.

Dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité

Au troisième trimestre de 2010, OPG a approuvé le début des travaux de conception détaillée du projet de dépôt géologique en profondeur visant la gestion à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité aux centrales nucléaires appartenant à OPG. L'énoncé des incidences environnementales (« EIE ») devrait être présenté à la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN ») au printemps 2011, et la prochaine étape consistera à nommer les membres de la commission d'examen conjoint et à annoncer leur nomination. Parallèlement à l'EIE, OPG, par l'intermédiaire d'entrepreneurs et de sous-traitants, a commencé les travaux de conception et les travaux techniques détaillés en 2011 pour permettre la construction du dépôt géologique en profondeur dès 2013. OPG s'emploie déjà à rédiger une convention de gestion de la conception, de l'approvisionnement et de la construction pour couvrir la phase de conception et de construction des travaux. Le dépôt géologique en profondeur devrait être construit sur le site des centrales nucléaires Bruce, dans la municipalité de Kincardine, en Ontario.

Plan énergétique à long terme de l'Ontario et présentation de la directive sur l'approvisionnement diversifié à l'OEO

En novembre 2010, le ministre de l'Énergie a publié le plan énergétique à long terme de l'Ontario (le « plan énergétique ») qui présente l'approche que prendra le gouvernement provincial pour conserver un réseau énergétique propre, moderne et fiable au cours des 20 prochaines années. En février 2011, le ministre de l'Énergie a publié une directive sur l'approvisionnement diversifié à l'intention de l'OEO afin de l'aider dans l'élaboration d'un plan pour le réseau d'électricité intégré. Le plan pour le réseau d'électricité intégré devrait être présenté à la CEO en 2011 aux fins d'examen public.

Le plan énergétique et la directive sur l'approvisionnement diversifié comprennent les éléments suivants pour ce qui est des unités d'OPG :

- Convertir au gaz naturel deux unités de la centrale Thunder Bay d'ici 2014 et examiner les possibilités d'utiliser le gaz et la biomasse comme combustibles d'appoint;
- Convertir à la biomasse la centrale Atikokan d'ici 2013;
- Fermer deux autres unités de la centrale Nanticoke en 2011;
- Étudier la faisabilité de fermer plus rapidement d'autres unités alimentées au charbon en collaboration avec la SIERE et OPG;
- Étudier la possibilité de convertir au gaz naturel certaines unités des centrales Lambton et Nanticoke selon une gamme de scénarios d'approvisionnement différents et d'exigences en matière de capacité de pointe du réseau. Afin de laisser le temps nécessaire pour que cette conversion ait lieu, étant donné l'emplacement de la centrale Nanticoke, commencer les travaux de planification et d'approbation pour concevoir l'infrastructure requise pour approvisionner la centrale Nanticoke en gaz naturel;
- Surveiller le programme de maintien en activité des unités nucléaires de la centrale Pickering;
- Moderniser les unités des centrales Darlington et Bruce;
- Atteindre la pleine capacité de production nucléaire de l'Ontario en construisant deux nouvelles unités nucléaires à la centrale Darlington, à condition que ce projet soit réalisable à un prix acceptable.

En outre, le plan énergétique et la directive sur l'approvisionnement diversifié tiendront compte des éléments suivants : majorer la capacité de production d'énergie renouvelable, la faisant passer à 10 700 MW d'ici 2018, grâce à des sources comme l'énergie éolienne et solaire et la bioénergie; aller immédiatement de l'avant avec les cinq projets de transport prioritaires et économiser 28 TWh d'électricité d'ici 2030 au moyen de programmes de conservation. Le plan énergétique et la directive sur l'approvisionnement diversifié indiquent également que l'Ontario continuera à augmenter sa capacité hydroélectrique en vue d'atteindre 9 000 MW d'ici 2018.

OPG continuera de collaborer avec toutes les parties prenantes pour planifier et mettre en œuvre les mesures présentées dans le plan énergétique et la directive sur l'approvisionnement diversifié.

Fermeture d'unités de centrales thermiques

En octobre 2010, OPG a fermé deux unités alimentées au charbon à chacune des centrales Lambton et Nanticoke. La fermeture anticipée de ces unités alimentées au charbon, bien avant l'échéance prévue du 31 décembre 2014, entraînera des économies au profit des consommateurs d'électricité d'environ 200 millions de dollars au cours des quatre prochaines années par la réduction des paiements que reçoit OPG de la SFIEO au titre de l'entente de soutien d'urgence. Ces économies reflètent l'engagement d'OPG de réduire les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.

En réponse au plan énergétique et à la directive sur l'approvisionnement diversifié qui prévoient la fermeture de deux autres unités de la centrale alimentée au charbon Nanticoke en 2011, OPG a entamé des pourparlers avec l'OEO et la SIERE pour établir le calendrier de mise hors service de ces deux unités en 2011.

Loi sur l'énergie verte et visant à développer une économie verte

En mai 2009, la *Loi sur l'énergie verte et visant à développer une économie verte* (« 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 sur l'énergie verte* prévoit des tarifs de rachat garantis (« TRG ») pour les projets misant sur l'énergie éolienne et solaire et la bioénergie, ainsi que pour les petits projets d'hydroélectricité.

En date du 4 février 2011, l'OEO avait conclu des contrats TRG pour une production d'électricité totale de 823 MW en énergie solaire et de 1 530 MW en énergie éolienne. Des contrats TRG de l'ordre de 6 000 MW étaient en attente du test économique de connectivité en raison des limites sur la capacité de transport ou de distribution, et des demandes additionnelles de l'ordre de 4 500 MW sont présentement traitées par l'OEO. Le plan énergétique prévoit que la ligne de transport Bruce-Milton, une fois rattachée à plusieurs autres projets de transport prioritaires, fournira environ 4 000 MW en énergie renouvelable supplémentaire. Ces nouveaux projets sont importants pour le marché de l'électricité de l'Ontario et pourraient avoir des retombées sur la demande envers la production existante et future d'OPG.

Environ la moitié de l'énergie éolienne produite en vertu de la *Loi sur l'énergie verte* risque d'être produite pendant les heures hors pointe, ce qui pourrait accentuer les conditions de production excédentaire inhabituelle, caractérisées par une production supérieure à la demande du marché. Les conditions de production excédentaire inhabituelle pourraient avoir les répercussions suivantes : une augmentation de la quantité d'eau « déversée » (débit d'eau inutilisée) par les producteurs d'hydroélectricité, une baisse de production ou la fermeture d'unités nucléaires et la chute des prix du marché.

Les conditions de production excédentaire ont grandement préoccupé OPG et le marché de l'électricité de l'Ontario en 2009, celles-ci s'étant produites généralement pendant les périodes hors pointe. La faible demande d'électricité, conjuguée à la production élevée des centrales hydroélectriques et nucléaires de base et à une augmentation de l'électricité d'origine éolienne et gazière, a entraîné certaines conditions de production excédentaire inhabituelle en 2009, de telle sorte qu'OPG a réduit sa production d'électricité d'environ 0,6 TWh. Il y a eu moins de conditions de production excédentaire inhabituelle en 2010, de sorte que l'incidence sur la production d'OPG a été négligeable. L'incidence future des conditions de production excédentaire inhabituelle est analysée à la rubrique *Gestion des risques* du présent rapport de gestion.

Centrale Lennox

Au cours du premier trimestre de 2011, l'OEO et OPG ont conclu l'entente à l'égard de la centrale Lennox pour la période du 1^{er} janvier 2011 au 31 décembre 2011. Cette entente permet à la centrale de recouvrer ses coûts réels pour que le réseau d'électricité de l'Ontario suffise aux besoins globaux. Les modalités de l'entente à l'égard de la centrale Lennox sont semblables à celles de l'ancien contrat échu le 31 décembre 2010.

Vision, activités de base et stratégie

Le mandat d'OPG est de produire de l'électricité de façon fiable et rentable au moyen de son portefeuille diversifié d'actifs de production, 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 OPÉRATIONNELLE

Les secteurs d'activité et groupes d'OPG se fondent sur l'engagement de la Société envers l'excellence opérationnelle dans les domaines de la production, de la sécurité, de l'environnement et du rendement financier. C'est en nous concentrant sur l'excellence opérationnelle qu'OPG offre des services d'électricité efficaces et fiables à l'Ontario et génère de la valeur pour son actionnaire.

Actifs de production nucléaire

L'excellence opérationnelle aux centrales nucléaires d'OPG se définit par la production d'électricité sûre, efficiente, fiable et économique grâce à un fonctionnement 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 2010, des mesures ont été prises pour continuer d'améliorer la performance des centrales nucléaires d'OPG au cours des cinq prochaines années.

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. 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 opérationnelle. 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 d'un ambitieux programme de maintenance planifié en 2010, dans le cadre duquel des contrôles en bâtiment sous vide ont été réalisés à six unités des centrales Pickering, 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 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. Une initiative pour offrir une meilleure performance en matière

d'interruptions du parc de centrales a été mise en place pour 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 que pour réduire les coûts des interruptions et accroître la production. Les programmes d'interruptions à la centrale Pickering B au cours des cinq prochaines années démontrent la volonté d'OPG de prolonger la durée de service des unités de la centrale Pickering B pour qu'elles puissent fonctionner de façon sécuritaire jusqu'à la fin de la décennie. OPG a entrepris une série coordonnée d'initiatives pour évaluer la possibilité de maintenir en activité, en toute sûreté et fiabilité, les unités de la centrale Pickering B pendant environ quatre à six années de plus. Les plans d'OPG sont analysés plus en détail à la rubrique *Développement de la capacité de production* du présent rapport de gestion.

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 2010, comme en témoigne la rareté des 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 2010, OPG a poursuivi son analyse comparative exhaustive visant à dégager des initiatives pouvant améliorer le rendement et à établir des objectifs financiers stimulants. La réalisation de plusieurs améliorations à l'échelle du parc de centrales, notamment la mise en place de mesures, et les résultats des programmes dans les centrales locales devraient permettre de réduire les coûts énergétiques des unités de production, tout en maintenant ou en améliorant la performance opérationnelle.

En septembre 2010, OPG a terminé le projet de mise en état d'arrêt sécuritaire des unités 2 et 3 de la centrale Pickering A de façon sécuritaire, avant la date prévue et à coût moindre. Cette réalisation a fait intervenir l'engagement et le travail d'équipe des employés et des partenaires de l'industrie. Bien que d'autres catégories de réacteurs nucléaires aient fait l'objet d'une mise en état d'arrêt sécuritaire auparavant, le projet d'OPG a été le premier à mettre hors service deux réacteurs commerciaux CANDU sans arrêter la production d'électricité d'une centrale comportant plusieurs unités.

Actifs de production hydroélectrique

Le secteur de la production hydroélectrique s'efforce de produire de l'électricité de manière sûre, fiable, économique 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 pour en assurer le fonctionnement à long terme;
- Exploiter les installations hydroélectriques et en faire la maintenance de manière efficace et économique;
- 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;
- 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 en cas de faible demande et 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 2010, 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 3 de la centrale Cameron Falls, à l'unité 4 de la centrale Des Joachims et à l'unité 5 de la centrale Alexander Falls. Par ailleurs, des transformateurs principaux ont été remplacés aux centrales Abitibi Canyon, Otto Holden, Chats Falls et Kakabeka, les piliers du canal de fuite ont été remis en état à la centrale Abitibi Canyon, de nouvelles conduites forcées ont été installées à la centrale South Falls, le générateur de l'unité 1 de la centrale Mountain Chute a été remis en état et des portes d'amont ont été remplacées à l'unité 2 de la centrale Whitedog Falls, à l'unité 1 de la centrale Pine Portage et à l'unité 2 de la centrale Alexander Falls.

En 2010, OPG a continué de travailler sur quelques mesures liées à sa politique de relations avec les autochtones. Ces mesures 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.

Actifs thermiques

Les centrales thermiques d'OPG fonctionnent en tant qu'installations de base, à capacité intermédiaire et à capacité de pointe, selon leurs caractéristiques et la demande du marché. Le réseau d'électricité dispose de la souplesse voulue pour répondre aux variations quotidiennes de la demande d'énergie et de capacité sollicitée du réseau, et pour élargir le portefeuille de production renouvelable de l'Ontario, et ce parce que les unités thermiques peuvent être mises en marche et à l'arrêt au jour le jour et être mises en mode de fonctionnement en suivi de charge sur la chaîne des sources diverses de puissance installée. Cette structure nécessite le maintien en activité et la dotation en personnel des unités alimentées au charbon et autres unités thermiques qui conviennent à leur rôle et à leur mode d'exploitation à titre de centrales à capacité de pointe. Les centrales alimentées au charbon seront en bonne position pour fournir le volume d'électricité et les services auxiliaires nécessaires dans les limites des émissions de CO₂, de manière sûre, fiable et économique, ainsi que dans le respect de l'environnement.

À plus long terme, le secteur de la production thermique cessera d'utiliser le charbon comme combustible pour produire de l'électricité d'ici la fin de 2014 et explore actuellement diverses options et la faisabilité de faire passer les unités existantes à des combustibles de remplacement, notamment le gaz naturel ou la biomasse. Les centrales thermiques ont le potentiel de proposer à la Province le même genre de souplesse de démarrage et d'arrêt quotidiens, et de mise en suivi de charge afin de répondre plus rapidement aux besoins changeants du réseau et d'offrir un complément aux sources d'énergie renouvelable non acheminables.

Les défis liés à la réduction de l'effectif amenés par la fermeture planifiée de quatre unités alimentées au charbon en 2010 ont été gérés au moyen des dispositions prévues dans les conventions collectives, ainsi que de pourparlers continus et d'un travail de collaboration avec les représentants des syndicats. La fermeture prévue d'unités additionnelles à la centrale Nanticoke en 2011 sera gérée de la même façon. Par ailleurs, les besoins de personnel font l'objet d'un examen pour satisfaire aux exigences imposées par le profil d'exploitation des centrales qui changera au cours des quatre prochaines années en raison des contraintes opérationnelles imposées par les plafonds d'émission de CO₂ et après la conversion des unités.

La sécurité des employés et du public demeure la priorité absolue du secteur de la production thermique. Les programmes de sécurité sont fondés sur le processus de systèmes gérés et les évaluations de risques techniques des systèmes d'usine selon la norme de santé et sécurité au travail ISO 18000. Par le truchement de ces systèmes gérés et évaluations de risques continues, OPG accorde une grande

importance aux investissements dans les plans de travail, la formation du personnel et le matériel à risque afin d'atténuer et d'éliminer les questions touchant la santé, la sécurité et la production 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 surpasser 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. Les objectifs clés en matière de performance environnementale sont également une composante à part entière des fiches-résultats de la Société et des centrales.

OPG gère les émissions atmosphériques d'oxydes d'azote (« NO_x ») et de dioxyde de soufre (« 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 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 d'un 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 2010 pour ce qui est des déversements, des infractions, de l'efficacité énergétique, de la production de déchets radiologiques et des émissions de dioxines/furannes. OPG a également conservé sa certification ISO 14001 pour son système de gestion environnementale au niveau de la Société et pour toutes ses centrales. En 2010, les émissions de gaz acides (SO₂ et NO_x) se sont établies à 53,5 gigagrammes (« Gg »), comparativement à 42,8 Gg en 2009. L'augmentation des émissions de gaz acides résulte principalement d'une hausse de la production aux centrales thermiques d'OPG.

En juin 2010, le gouvernement fédéral a annoncé son intention de réglementer les émissions de gaz à effet de serre (« GES ») des unités alimentées au charbon en limitant la durée de vie de ces unités. Environnement Canada a depuis avisé OPG que le règlement ne touchera pas les unités alimentées au charbon

converties à d'autres combustibles. Il semble donc improbable que le règlement ait une incidence sur la volonté d'OPG de convertir certaines centrales au charbon, soit au gaz naturel ou à la biomasse. En 2010, le gouvernement fédéral n'a pas publié de projet de règlement sur les émissions de GES. OPG continue de surveiller la situation en ce qui concerne tout projet futur de règlement sur les émissions de GES du gouvernement fédéral.

Le gouvernement de l'Ontario prend 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 l'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 mégagrammes ou plus surveillent et mesurent les émissions de 2010 et en fassent rapport en 2011. OPG se conformera aux exigences 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 biocombustibles 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 plafonds annuels d'émissions de CO₂ pour les centrales alimentées au charbon d'OPG. 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 en matière d'émissions de CO₂ découlant de l'utilisation du charbon de 19,6 millions de tonnes en 2009 et de 15,6 millions de tonnes en 2010. OPG se conforme à la résolution de l'actionnaire en maintenant les émissions de CO₂ découlant de l'utilisation du charbon à des niveaux inférieurs aux objectifs de 2009 et 2010. En 2010, les émissions de CO₂ ont été de 12,4 millions de tonnes contre 10,0 millions de tonnes en 2009. Les émissions ont augmenté du fait de la hausse de production des centrales alimentées au charbon d'OPG au cours de 2010 en regard de la période correspondante de 2009.

En mai 2010, la Province a publié une autre déclaration de l'actionnaire et résolution de l'actionnaire demandant à OPG d'élaborer une stratégie afin d'atteindre, sur une base prévisionnelle, un objectif en matière d'émissions de CO₂ découlant de l'utilisation du charbon de 11,5 millions de tonnes par année pour la période de 2011 à 2014. OPG continue de recourir à sa stratégie de mise en œuvre pour atteindre ses objectifs en matière d'émissions de CO₂. Le règlement de l'Ontario interdit à OPG d'utiliser le charbon comme combustible pour produire de l'électricité après 2014.

Sécurité

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 les systèmes de gestion de la sécurité et les programmes de contrôle des risques.

En juin 2010, OPG remporté le prix ZeroQuest Platinum (durabilité) de l'Infrastructure Health and Safety Association. OPG est le premier employeur en Ontario à recevoir ce prix de sécurité qui reconnaît ses initiatives visant à maintenir et améliorer constamment la performance en matière de sécurité, les systèmes de gestion de la sécurité et de la santé et à promouvoir une culture de sécurité depuis cinq ans.

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 dix 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.

La performance d'OPG pour ce qui est du taux de gravité des accidents en 2010, soit 2,04 jours perdus par 200 000 heures travaillées, n'est pas aussi solide que la performance atteinte en 2009, qui était de 1,40 jour perdu par 200 000 heures. Ce résultat s'explique par une blessure ayant entraîné un arrêt de travail en raison d'un accident impliquant un véhicule. En 2010, le taux d'accidents avec blessures d'OPG a été de 0,92 blessure par 200 000 heures travaillées, ce qui représente une amélioration par rapport à la statistique de 1,19 blessure par 200 000 heures enregistrée en 2009 et est le meilleur taux de l'histoire d'OPG. Cette diminution des blessures, combinée au fait que plusieurs sites ont franchi des étapes importantes sur le plan de la sécurité, certains n'ayant enregistré aucune blessure ayant entraîné un arrêt de travail, démontre le chemin parcouru dans la poursuite de l'objectif de zéro blessure.

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 s'est poursuivie en 2010 à l'échelle de la Société et des sites. Des progrès ont été accomplis dans la mise sur pied de programmes de prévention des troubles musculosquelettiques en vue de réduire les risques à cet égard. Les priorités en matière d'amélioration des risques, qui se prolongeront en 2011, comprennent la diminution des incidents liés à la chute d'objets et une meilleure application des processus concernant la protection au travail (norme de verrouillage et d'étiquetage). Les améliorations apportées au système de gestion rigoureuse des incidents et aux processus d'enquête d'OPG continuent de mettre à profit les enseignements tirés des incidents touchant la sécurité et à empêcher qu'ils se répètent.

En juin 2010, OPG a mis en œuvre les nouvelles exigences présentées dans la *Loi sur la santé et la sécurité au travail* visant à protéger les travailleurs contre la violence et le harcèlement au travail. Ces éléments ont exigé l'amélioration des politiques et procédures déjà en place, l'évaluation des risques de violence au travail et l'application des recommandations de suivi, puis la communication des exigences aux travailleurs, superviseurs et au comité mixte sur la santé et la sécurité au travail.

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.

Durabilité financière

Le mandat d'OPG 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.

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 et non réglementés d'OPG; 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 opérationnelle et d'aménagement de centrales. OPG a mis en œuvre un certain nombre de stratégies pour réaliser une performance financière durable.

OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par ses centrales nucléaires et la plupart de ses centrales hydroélectriques de base. Pour s'assurer que la Société réalise un rendement approprié des actifs réglementés, la stratégie d'OPG est de démontrer clairement à la CEO que ses demandes de tarifs réglementés reflètent avec exactitude les coûts nécessaires pour faire fonctionner de façon sécuritaire et fiable les installations visées par règlement, et de générer de la valeur pour les consommateurs.

Au cours de 2010, OPG a déposé une demande auprès de la CEO afin que les nouveaux tarifs réglementés prennent effet le 1^{er} mars 2011. La décision de la CEO devrait être rendue en mars 2011, comme il est expliqué à la rubrique *Faits nouveaux*.

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. Pour obtenir les meilleurs tarifs sur la production provenant de ces actifs, OPG a conclu un certain nombre de conventions d'approvisionnement en énergie à long terme. En 2010, OPG a conclu des conventions d'approvisionnement en énergie avec l'OEO pour le projet de

développement de la capacité de production hydroélectrique de la Lower Mattagami et négocie actuellement une convention pour la production d'électricité en utilisant la biomasse comme combustible à la centrale Atikokan.

OPG saisit les occasions d'améliorer son efficience, surtout par la réduction des coûts et l'élimination des activités générant peu de valeur.

Pour s'assurer que des fonds suffisants sont disponibles pour atteindre ses objectifs stratégiques en matière d'excellence opérationnelle et de développement de la capacité de production, OPG cherche à optimiser les flux de trésorerie d'exploitation et à diversifier ses sources de financement. En s'assurant un accès à du financement à coût abordable et en maintenant des notes de crédit de première qualité, OPG conserve son statut de placement commercial viable à long terme.

Une mesure clé de la durabilité financière est le rendement des capitaux propres de l'actionnaire. OPG profite des occasions d'augmenter le rendement des capitaux propres afin de maintenir un niveau approprié de rentabilité, tout en maximisant sa structure du capital. 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. OPG gère aussi la structure du capital en tenant compte des mesures reflétant sa notation de crédit actuelle et de la structure du capital réputée établie par la décision du CEO sur les tarifs des activités réglementées.

DÉVELOPPEMENT DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION

OPG poursuit un certain nombre d'occasions de développement de la capacité de production, y compris des occasions d'accroître la capacité, de prolonger la vie des centrales et de construire de nouvelles centrales. Toutes les possibilités de tirer parti des sites et des actifs existants permettront à OPG de réaliser des avantages de ces actifs et de réduire l'incidence environnementale liée à la nécessité de répondre à la demande en électricité de l'Ontario. Les principaux projets d'OPG comprennent la remise en état de centrales nucléaires, l'aménagement de nouvelles installations nucléaires et 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

En 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 de l'Ontario a indiqué que le processus ne constituait pas pour l'Ontario une option appropriée à ce moment. Les offres qui avaient été reçues durant le processus ont par la suite expiré. Dans la directive sur l'approvisionnement diversifié rédigée à l'intention de l'OEO en février 2011, le gouvernement de l'Ontario a confirmé son engagement envers la construction de nouvelles installations nucléaires à Darlington. La directive mentionne

également que deux nouvelles unités nucléaires seraient achetées pour la centrale Darlington à condition que le prix soit acceptable.

OPG donne suite à deux initiatives en cours, soit le processus d'évaluation environnementale et l'obtention d'un permis visant la préparation d'un emplacement. En 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. Au cours de 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 14 décembre 2010, la commission a annoncé qu'elle avait inscrit à son calendrier les audiences publiques concernant le projet de construction de nouvelles installations nucléaires à la centrale nucléaire Darlington. La commission d'examen conjoint a déterminé que l'EIE et l'information à l'appui de la demande de permis visant la préparation d'un emplacement, ainsi que l'information supplémentaire fournie par OPG, suffisaient pour lancer un processus d'audiences publiques qui devrait commencer le 21 mars 2011.

Projet de remise en état de la centrale Darlington

En février 2010, OPG a annoncé sa décision d'entreprendre la phase de définition de la remise en état de la centrale nucléaire Darlington. Selon les prévisions au moment de la conception initiale, les unités de la centrale Darlington devraient atteindre leur fin de vie nominale entre 2018 et 2020. Les travaux de remise en état visent à prolonger d'environ 30 ans la durée de vie de la centrale.

La phase de définition comprend l'organisation du projet, la définition de l'étendue des travaux, les étapes d'ingénierie, de planification et d'estimation, l'approvisionnement de certains éléments à long délai de livraison, la conclusion des contrats clés et la mise à niveau des installations et de l'infrastructure. Une estimation détaillée des coûts et de l'échéancier devrait être préparée en 2014 et la mise en chantier devrait commencer en 2016. De plus, tous les travaux de conformité à la réglementation seront réalisés, y compris l'évaluation environnementale (« EE »), l'examen intégré de la sûreté (« EIS ») et le plan intégré d'amélioration (« PIA »).

Un comité d'examen de l'énoncé des travaux a été formé pour examiner et régler tous les points importants liés à la portée technique des travaux de remise en état. L'examen de la portée technique sera terminé vers le milieu de 2011. Des travaux sont en cours pour préparer l'EE et l'EIS en vue de les présenter à la CCSN à la fin de 2011, et ceux-ci serviront de fondement pour définir la portée des exigences réglementaires. Un processus de demande d'expressions d'intérêt a été mis en branle pour les travaux de retubage et de remplacement des générateurs. Trois promoteurs ont été retenus pour participer à un processus de qualification préalable au terme duquel OPG possèdera davantage de renseignements au sujet de chaque participant et de sa capacité d'outillage. OPG lancera une demande de propositions pour ces travaux et devrait sélectionner un entrepreneur à la fin de 2011.

En avril 2010, OPG a annoncé qu'elle allait de l'avant, de pair avec la municipalité de Clarington et la région de Durham, avec la préparation et l'entretien du site en vue d'y construire le complexe énergétique Darlington d'une superficie proposée de 280 000 pieds carrés (le « complexe »), sur des terres appartenant à OPG. Ce complexe sera situé dans le Clarington Energy Business Park, adjacent à la centrale nucléaire Darlington, et comprendra un bâtiment pour la formation et pour la conception des maquettes de calandre, un entrepôt et des bureaux. Afin de pouvoir aménager les terres et obtenir des services municipaux, OPG a négocié et conclu un accord de subdivision avec la municipalité de Clarington et un accord de subdivision et un mandat de gestion avec la région de Durham. La demande de propositions pour le complexe a été lancée en août 2010 et s'est terminée en novembre 2010. Le complexe devrait être prêt à l'automne 2013. La planification se poursuit pour le développement des infrastructures complémentaires à l'appui du programme de remise en état, ce qui comprend la construction d'entrées de sécurité, de bureaux et d'installations pour les entrepreneurs, de stationnements et de routes, de réseaux d'aqueduc et d'égouts, ainsi que d'autres améliorations du site.

Maintien en activité de la centrale Pickering B

En septembre 2009, OPG a soumis son rapport final sur l'EIS 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.

Selon les prévisions actuelles, les unités de la centrale Pickering B devraient atteindre leur fin de vie nominale entre 2014 et 2016. En février 2010, OPG a annoncé sa décision de maintenir en activité, de façon sécuritaire et fiable, sa centrale nucléaire Pickering B pendant environ quatre à six années de plus. 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 cette période prolongée. Les travaux vont bon train pour constituer les ressources nécessaires au projet, fixer la portée détaillée du programme et mettre en œuvre les améliorations à la centrale.

Aux termes d'un engagement réglementaire conclu avec la CCSN, OPG a présenté le plan d'exploitation de la centrale Pickering B en mars 2010, dans lequel sont résumées les stratégies pour maintenir en activité, de façon sûre et fiable, la centrale Pickering B jusqu'à la fin de sa durée de vie. Au cours du troisième trimestre de 2010, le plan de maintien en activité a été présenté à la CCSN et comprenait un plan d'exploitation exhaustif plus détaillé jusqu'à la fin de vie de la centrale. Au cours du quatrième trimestre de 2010, la CCSN a demandé que des renseignements et engagements additionnels soient inclus dans le plan de maintien en activité afin de poursuivre l'EIS. OPG examine actuellement cette demande. Les membres du personnel de la CCSN présenteront les résultats de leur examen

du plan de maintien en activité de la centrale Pickering B lors de l'assemblée publique que tiendra la CCSN en mars 2011. OPG continue le travail technique et de conformité aux exigences réglementaires aux fins du maintien en activité.

Tunnel de Niagara

Au 31 décembre 2010, les activités minières du tunnelier se déroulaient comme prévu et le tunnelier avait progressé de 9 152 mètres, ce qui représente 90 % de la longueur du tunnel. Les travaux d'installation du tiers inférieur du revêtement en béton permanent du tunnel avaient atteint 6 563 mètres et étaient en avance sur l'échéancier. La restauration de la section circulaire du tunnel avant l'installation des deux tiers supérieurs du revêtement en béton était en retard sur l'échéancier, à 2 989 mètres, ce qui ne devrait pas retarder l'achèvement du tunnel. L'installation des deux tiers supérieurs du revêtement en béton a commencé en mai 2010 et a progressé de 1 238 mètres, en avance sur l'échéancier. Les coûts et le calendrier des travaux d'excavation du tunnel et d'installation du revêtement continueront à créer des incertitudes. Compte non tenu de ces incertitudes, le tunnel de Niagara devrait être terminé au coût de 1,6 milliard de dollars en décembre 2013, respectant ainsi les limites du budget révisé approuvé et la date révisée approuvée de fin du projet.

Les dépenses en immobilisations attribuables au projet pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 se sont établies à 231 millions de dollars, et les dépenses en immobilisations cumulatives, à 880 millions de dollars. Le projet est financé par emprunt par l'intermédiaire de la SFIEO. OPG a signé une modification à la facilité de crédit du projet du tunnel de Niagara conclue avec la SFIEO pour porter le financement du projet à un maximum de 1,6 milliard de dollars.

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 ont été terminées. Les centrales ont été déclarées en service au cours du quatrième trimestre de 2010, près de cinq mois plus tôt que prévu. Grâce à ce projet, la puissance installée totale des quatre centrales a augmenté, passant de 23 MW à 44 MW, et on prévoit que l'énergie produite annuellement passera de 134 gigawattheures (« GWh ») à 223 GWh.

Le financement du projet par UMH Energy Partnership a été réalisé en mai 2009 par l'émission de billets garantis de premier rang totalisant 200 millions de dollars. UMH Energy Partnership est la société en commandite créée par OPG et UMH Energy Inc., filiale en propriété exclusive d'OPG. Ces billets sont assortis d'un droit de recours contre OPG pendant la période de construction, mais sont sans recours par la suite. Les coûts engagés à ce jour totalisent 279 millions de dollars et se situent dans les limites du budget du projet de 300 millions de dollars.

Lower Mattagami

Les activités de construction sur la rivière Lower Mattagami ont commencé en juin 2010 et visent à ajouter une nouvelle unité à chacune des centrales Little Long, Harmon et Kipling. De plus, OPG remplacera la centrale Smoky Falls existante par une nouvelle centrale comprenant trois unités. À la fin du projet en 2015, la capacité de production des quatre centrales sur la rivière Lower Mattagami devrait augmenter de 438 MW.

OPG et l'OEO ont signé une CAEH au cours de l'année. En outre, un accord global a été conclu avec une 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. Selon cet accord, la Première nation pourra acquérir une participation pouvant aller jusqu'à 25 % dans le projet.

Au cours de 2010, les routes d'accès ont été modernisées et la mise en place d'infrastructures temporaires de construction, notamment des bureaux sur le site et un baraquement de chantier, était en cours. La construction des batardeaux a également commencé aux centrales Little Long et Smoky Falls. Au 31 décembre 2010, les dépenses cumulatives s'élevaient à 292 millions de dollars.

Le budget pour le projet s'établit à 2,6 milliards de dollars et comprend le contrat de conception-construction, ainsi que des réserves pour éventualités, des intérêts et d'autres coûts engagés par OPG, notamment pour la gestion de projets, la gestion des contrats, les ententes relatives aux répercussions conclues avec les Premières nations et les coûts liés au raccordement. En août 2010, une facilité de crédit bancaire totalisant 700 millions de dollars a été établie pour soutenir la première phase de construction du projet Lower Mattagami. D'autres ententes de financement à long terme sont en train d'être établies pour soutenir les exigences du projet au complet. Au 31 décembre 2010, 155 millions de dollars de papier commercial était en cours en vertu de cette facilité de crédit.

Conversion d'unités alimentées au charbon

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 alimentées au charbon et leur conversion à des combustibles de remplacement comme la biomasse, le gaz naturel et la biénergie gaz-biomasse. La conversion d'unités alimentées au charbon, à la biomasse ou à la biénergie pourrait satisfaire aux besoins du réseau pour la production d'électricité dans des endroits précis, notamment le nord-ouest de l'Ontario, et offrir une capacité pouvant être acheminée et entraînant une source d'énergie renouvelable, comme l'énergie éolienne. Avant qu'OPG puisse aller de l'avant avec la conversion des

unités, un mécanisme doit être mis en place pour récupérer les capitaux investis et les frais permanents. OPG voudrait conclure une convention de recouvrement des coûts pour les unités alimentées au charbon des centrales Atikokan et Thunder Bay pour la période précédant leur conversion possible future à des combustibles de remplacement, comme le prévoient le plan énergétique et la directive sur l'approvisionnement diversifié.

Centrale Atikokan

La conversion de la centrale Atikokan à la biomasse est encore à la phase de définition. En août 2010, le ministère de l'Énergie a émis une directive à l'intention de l'OEO pour qu'elle négocie avec OPG une convention d'approvisionnement en énergie visant l'électricité produite par la centrale Atikokan en utilisant la biomasse comme combustible. OPG procède à la réalisation d'un examen technique détaillé et à la négociation des conventions d'achat de combustible et de la convention de conception, d'approvisionnement et de construction en vue de la conversion de la centrale Atikokan à la biomasse. OPG et l'OEO ont entamé les négociations relatives à la convention d'approvisionnement en énergie qui devrait être conclue en 2011.

Autres unités alimentées au charbon

Le plan énergétique et la directive sur l'approvisionnement diversifié publiés par le ministère de l'Énergie proposent que deux unités de la centrale Thunder Bay soient converties au gaz naturel. Le plan énergétique et la directive sur l'approvisionnement diversifié proposent aussi d'envisager la conversion future de certaines unités des centrales Lambton et Nanticoke au gaz naturel si cela rendait le réseau plus fiable. OPG continue de faire avancer les travaux d'ingénierie conceptuelle pour la conversion de ces unités. Si les conversions additionnelles proposées devaient avoir lieu, il faudra investir dans le matériel en place en fonction de l'état du réseau et des évaluations des risques techniques pour faciliter la conversion des activités au futur combustible.

ACQUISITION ET PERFECTIONNEMENT DE TALENTS

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 2010, OPG comptait environ 11 800 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 6 800 par le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique et environ 3 700 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, qui va du 1^{er} avril 2009 au 31 mars 2012. La convention collective conclue entre OPG et la Society of Energy Professionals a pris fin le 31 décembre 2010. Des négociations pour renouveler la convention collective ont été entreprises entre les deux parties, mais ont abouti à une impasse à la mi-novembre 2010. Le processus de médiation-arbitrage s'est terminé en janvier 2011 et au début de février 2011, l'arbitre a formulé une décision arbitrale exécutoire exposant les changements à apporter en vue du renouvellement de la convention. La nouvelle convention collective conclue avec la Society of Energy Professionals prendra fin le 31 décembre 2012.

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 ont pris fin le 30 avril 2010. OPG, en collaboration avec l'EPSCA, participe activement à tous les aspects des négociations.

À l'heure actuelle, 17 conventions ont été ratifiées et des négociations sont prévues avec les autres syndicats de la construction. Les négociations avec les syndicats Canadian Union of Skilled Workers, the International Brotherhood of Electrical Workers Transmission et Bricklayers International sont à la phase de planification, alors que les négociations avec les syndicats des cimentiers-finisateurs et des poseurs de terrazzo et de carreaux sont en cours.

La production d'électricité repose sur des technologies complexes faisant appel à des travailleurs compétents et bien formés. De nombreuses fonctions à OPG ne peuvent être exercées que par des personnes ayant un niveau d'études élevé et sont assorties d'exigences rigoureuses de formation continue et de renouvellement périodique des compétences. En plus de maintenir à jour son programme complet de formation interne, OPG a conclu des partenariats avec des organismes gouvernementaux, d'autres entreprises de l'industrie de l'électricité et des établissements d'enseignement pour atteindre le niveau de compétence requis.

Capacité de produire des résultats

Un certain nombre de facteurs influent sur la capacité d'OPG à exécuter sa stratégie d'entreprise et à produire des résultats.

FIABILITÉ DES 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 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.

EXCELLENCE DES PROJETS

OPG poursuit et réalise un certain nombre d'occasions de développement de la capacité de production, comme il est décrit à la rubrique *Vision, activités de base et stratégie* du présent rapport de gestion. De plus, OPG continue de planifier et de mettre en œuvre des projets d'amélioration des immobilisations et des programmes de maintenance pour ses actifs existants. L'excellence des projets est une composante essentielle pour exécuter ces projets dans les délais et selon le budget impartis.

L'excellence des projets signifie notamment qu'OPG recrute les gens ayant le talent et l'expérience nécessaires pour planifier et mettre en œuvre les projets comme il se doit. La stratégie adoptée par OPG pour recruter et former des gens de talent est présentée à la rubrique *Vision, activités de base et stratégie* du présent rapport de gestion. La planification et la préparation des projets constituent des étapes essentielles pour exécuter des projets dans les délais et selon le budget impartis. Le processus de planification et de préparation comprend l'élaboration de plans d'urgence pour la gestion des difficultés éventuelles, la tenue de registres détaillés sur les risques et l'établissement d'étapes claires à des moments clés des projets. La responsabilité du projet est également définie à l'échelon qui convient et le projet fait l'objet d'une surveillance appropriée par la haute direction et un comité du conseil d'administration.

En 2010, OPG a terminé le projet de mise en état d'arrêt sécuritaire des unités 2 et 3 de la centrale Pickering A, avant la date prévue et à un coût inférieur aux prévisions. Les projets Upper Mattagami et Hound Chute ont aussi été déclarées en service cinq mois plus tôt que prévu et le projet a été réalisé dans les limites du budget. Au cours de 2010, OPG a également effectué les activités de contrôles en bâtiment sous vide de la centrale Pickering, comme prévu.

GESTION DES RESSOURCES

La gestion des ressources met l'accent sur les projets d'investissement pour augmenter au maximum le rendement des capitaux propres offert à la Province, et vise le respect des obligations en matière de liquidités et de financement de ces projets. OPG continue de créer la structure du capital appropriée et tente de conserver une notation de crédit de première qualité. La stratégie financière et les résultats financiers d'OPG sont analysés aux rubriques *Vision, activités de base et stratégie* et *Situation de trésorerie et sources de financement* du présent rapport de gestion.

Tendances du marché de l'électricité de l'Ontario

Dans son rapport intitulé *18-Month Outlook*, publié le 25 février 2011, la SIERE a indiqué qu'en date du 20 février 2011, la puissance de production d'électricité installée de l'Ontario était de 34 731 MW. Au 31 décembre 2010, la capacité de production d'électricité en service d'OPG était de 19 931 MW ou 57 % de la capacité de l'Ontario. Selon la SIERE, il ne devrait pas y avoir de nouveau sujet de préoccupation concernant le volume adéquat ou la fiabilité entre mars 2011 et août 2012. La fin prévue des travaux de remise en état de deux unités Bruce et l'ajout de 800 MW d'électricité provenant d'une source d'énergie renouvelable contribuent à cette tendance positive. L'augmentation de la production intégrée et l'amélioration de la conservation devraient réduire la demande de pointe estivale de respectivement 55 MW et 85 MW. La SIERE prévoit que la fermeture de deux autres unités de la centrale Nanticoke plus tard en 2011, après la période de pointe estivale, n'entraînera pas de problèmes sur le plan du volume adéquat ou de la fiabilité de l'énergie.

La SIERE a annoncé que la demande d'énergie s'est établie à 142,1 TWh en 2010, et qu'elle devrait s'établir à 143,2 TWh en 2011 et à 145,2 TWh en 2012. Cette légère hausse de la demande est surtout attribuable à la faible reprise de l'économie prévue. La demande de pointe d'électricité prévue pendant l'été, si les conditions climatiques sont normales, devrait se fixer à 23 561 MW en 2011 et 23 574 MW en 2012. Les conditions de production excédentaire inhabituelle risquent davantage de se produire au cours de l'été 2011, ainsi qu'au printemps et à l'été 2012. La SIERE travaille présentement à régler certains problèmes d'exploitation futurs que pourraient créer la variété croissante de sources d'énergie renouvelable qui devraient être mises en service au cours des prochaines années.

Les prix du combustible peuvent avoir une incidence importante sur les revenus et la marge brute d'OPG. Les prix du gaz naturel au Henry Hub ont avoisiné 3,80 \$ US/MMBtu au quatrième trimestre de 2010, en baisse de 11 % par rapport au troisième trimestre de 2010 et en baisse de 13 % comparativement au quatrième trimestre de 2009. La baisse des prix du gaz naturel est essentiellement attribuable à de solides niveaux de stocks. Les prix du charbon de l'Est se sont établis en moyenne à 68 \$ la tonne au quatrième trimestre de 2010, soit 1 % de moins qu'au troisième trimestre de 2010, mais 29 % de plus qu'au quatrième trimestre de 2009. Les prix du charbon du bassin Powder River ont été en moyenne de 14 \$ la tonne au quatrième trimestre de 2010, soit le même montant qu'au troisième trimestre de 2010, mais un sursaut de 64 % en regard du trimestre correspondant de 2009. L'amélioration des fondamentaux du secteur de la production d'électricité et une reprise sur le marché mondial du charbon ont entraîné une hausse des prix du charbon.

Bien que le prix du marché à court terme de l'uranium comporte une certaine volatilité, la stratégie d'achat consistant à utiliser des contrats à plus long terme et une combinaison d'ententes fixes et variables en fonction du marché, ainsi que le long délai entre l'achat et le traitement de l'uranium, la production de grappes de combustible jusqu'à l'imputation du prix dans les coûts du combustible semblent diminuer les répercussions que peuvent avoir les variations à court terme des prix de l'uranium sur OPG. Le prix moyen du marché au comptant de l'uranium s'établissait à 62,25 \$ US la livre à la fin de l'exercice, ce qui représente une forte augmentation par rapport au prix de 46,63 \$ US la livre à la fin du troisième trimestre et de 44,50 \$ US la livre au début de 2010. Le prix moyen à long terme de l'industrie de l'uranium a terminé l'exercice à 66,00 \$ US la livre, soit une hausse sur le prix de 61,00 \$ US la livre à la fin du troisième trimestre et au début de 2010.

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.

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'un contrat de location et d'ententes liées conclus avec Bruce Power qui visent les centrales nucléaires Bruce. Les revenus du secteur comprennent des revenus locatifs 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 auxiliaires. Les revenus connexes sont gagnés au moyen des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive. Les revenus tirés de la vente d'isotopes et de services auxiliaires sont compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour les installations nucléaires d'OPG.

GESTION DES DÉCHETS NUCLÉAIRES RÉGLEMENTÉE

Les activités du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée consistent en la gestion du combustible nucléaire irradié de faible activité ou de moyenne activité, le déclassement des centrales nucléaires d'OPG (y compris les centrales louées à Bruce Power L.P.), 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 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 et d'ententes liées conclus avec Bruce Power L.P. 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 auxiliaires, 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. Ces revenus connexes sont compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour ces installations.

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 auxiliaires, 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 auxiliaires, 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. Le 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'approvisionnement en 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 la performance de ses centrales à l'aide de divers indicateurs de performance 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 des 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 corrigé la durée et la portée des interruptions, quand cela était justifié, en tenant

compte de la limite de production d'électricité en raison des plafonds d'émission de CO₂, de la baisse de la demande sur le réseau et du fonctionnement futur prévu de la centrale, afin de réduire les dépenses de maintenance connexes, notamment les dépenses en immobilisations, la main-d'œuvre et les heures supplémentaires. Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales thermiques en 2010 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 la capacité nominale moyenne pondérée 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*.

RAPPORT DE GESTION

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 2010 et 2009. 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, sauf indication contraire)	2010	2009
Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus		
Production nucléaire réglementée	3 030	3 179
Gestion des déchets nucléaires réglementée	45	44
Production hydroélectrique réglementée	742	782
Production hydroélectrique non réglementée	497	605
Production thermique non réglementée	936	901
Divers	168	143
Élimination	(43)	(41)
	5 375	5 613
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices		
Production nucléaire réglementée	302	390
Gestion des déchets nucléaires réglementée	8	52
Production hydroélectrique réglementée	316	327
Production hydroélectrique non réglementée	129	209
Production thermique non réglementée	(68)	(99)
Divers	78	74
	765	953
Production d'électricité (TWh)		
Production nucléaire réglementée	45,8	46,8
Production hydroélectrique réglementée	18,9	19,4
Production hydroélectrique non réglementée	11,7	16,8
Production thermique non réglementée	12,2	9,5
Total de la production d'électricité	88,6	92,5
Facteur de capacité des unités nucléaires (pourcentage)		
Darlington	87,6	85,9
Pickering A	62,4	64,2
Pickering B	76,3	84,0
Taux d'indisponibilité fortuite équivalente (pourcentage)		
Production hydroélectrique réglementée	0,3	1,0
Production hydroélectrique non réglementée	2,1	1,6
Production thermique non réglementée	7,3	8,5
Disponibilité (pourcentage)		
Production hydroélectrique réglementée	92,8	93,6
Production hydroélectrique non réglementée	91,6	92,4
Coût énergétique de l'unité de production nucléaire (\$/MWh)	47,04	44,09
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique réglementée par MWh (\$/MWh)	5,24	5,46
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique non réglementée par MWh (\$/MWh)	17,69	11,67
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production thermique non réglementée par MW (en milliers de dollars/MW)	58,40	60,20

PRODUCTION NUCLÉAIRE RÉGLEMENTÉE

(en millions de dollars)	2010	2009
Ventes de la production réglementée	2 499	2 557
Comptes d'écarts	260	480
Divers	271	142
Total des revenus	3 030	3 179
Charges liées au combustible	215	191
Comptes d'écarts	(30)	19
Total des charges liées au combustible	185	210
Marge brute	2 845	2 969
Exploitation, maintenance et administration	2 101	2 057
Amortissement	401	481
Impôt foncier et impôt sur le capital	39	41
Autres pertes	2	–
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	302	390

Revenus

Les revenus tirés de la production nucléaire réglementée ont atteint 3 030 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, comparativement à 3 179 millions de dollars en 2009. La diminution de 149 millions de dollars des revenus est surtout imputable à la diminution des revenus liés au compte d'écarts de pertes fiscales et à l'incidence du volume moins élevé de production. En 2010, OPG a comptabilisé des revenus de 163 millions de dollars dans le secteur Production nucléaire réglementée au titre du compte d'écarts de pertes fiscales, contre des revenus de 245 millions de dollars en 2009. Des revenus rétrospectifs de 105 millions de dollars couvrant la période du 1^{er} avril 2008 au 31 décembre 2008 avaient été comptabilisés en 2009 dans les revenus liés au compte d'écarts de pertes fiscales. Le compte d'écarts de pertes fiscales a été établi par la CEO en mai 2009 et est entré en vigueur sur une base rétrospective au 1^{er} avril 2008.

En vertu du contrat de location des centrales Bruce, les revenus tirés du contrat sont réduits chaque année civile où le PHEO moyen chute sous les 30 \$/MWh et si certaines autres conditions sont respectées. Comme le PHEO moyen de 2010 a été supérieur à 30 \$/MWh, aucun ajustement n'a été apporté aux revenus tirés du contrat de location des centrales Bruce.

En 2009, le PHEO moyen était inférieur à 30 \$/MWh et les revenus tirés du contrat de location des centrales Bruce ont, par conséquent, été réduits de 69 millions de dollars. Tout changement des revenus de location est compensé par l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

La réduction conditionnelle des revenus dans l'avenir, prévue dans le contrat de location des centrales 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 consolidé. En raison de la réduction du PHEO moyen futur prévu au cours de 2010, la juste valeur du dérivé constituant un passif a augmenté pour s'établir à 163 millions de dollars au 31 décembre 2010 comparativement à 118 millions de dollars au 31 décembre 2009, soit une hausse de 45 millions de dollars. La hausse 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 nets de location des centrales Bruce.

Prix de l'électricité

Le secteur Production nucléaire réglementée a touché un prix fixe de 5,50 ¢/kWh pour l'électricité produite en 2010 et 2009, comme il a été établi par la CEO en 2008.

Volume

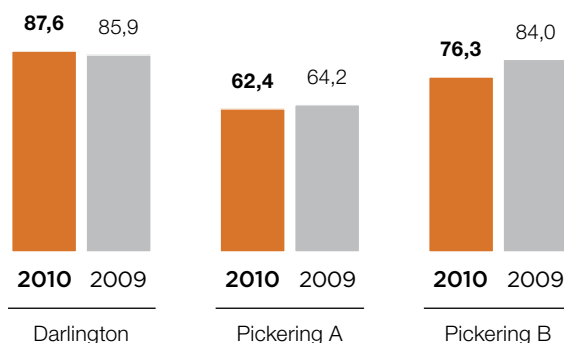
La production d'électricité des centrales nucléaires d'OPG s'est établie à 45,8 TWh pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, contre 46,8 TWh en 2009. La baisse de la production reflète essentiellement une augmentation des jours d'interruption planifiée aux centrales nucléaires Pickering en raison de l'interruption planifiée pour les contrôles en bâtiment sous vide. La baisse de la production due aux centrales nucléaires Pickering a été en partie contrebalancée par une diminution des jours d'interruption planifiée à la centrale nucléaire Darlington, découlant surtout de l'interruption planifiée pour les contrôles en bâtiment sous vide effectuée en 2009.

Le facteur de capacité des unités de la centrale nucléaire Darlington en 2010 s'est élevé à 87,6 % par rapport à 85,9 % en 2009. La hausse du facteur de capacité reflète la baisse du nombre de jours d'interruption planifiée en 2010 par rapport à 2009 compte tenu surtout de l'interruption planifiée pour les contrôles en bâtiment sous vide à la centrale Darlington en 2009.

Le facteur de capacité des unités de la centrale nucléaire Pickering A en 2010 s'est établi à 62,4 % contre 64,2 % en 2009. Le facteur de capacité des unités de la centrale nucléaire Pickering B a été de 76,3 % en 2010 comparativement à 84,0 % en 2009. La baisse des facteurs de capacité des centrales nucléaires Pickering reflète la hausse du nombre de jours d'interruption planifiée en raison principalement de l'interruption planifiée pour les contrôles en bâtiment sous vide aux centrales Pickering en 2010.

FACTEUR DE CAPACITÉ DES UNITÉS DE PRODUCTION NUCLÉAIRE

Exercices terminés les 31 décembre (%)



Charges liées au combustible

Les charges liées au combustible pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 ont atteint 185 millions de dollars contre 210 millions de dollars en 2009. Le recul des charges liées au combustible en 2010 par rapport à 2009 découle surtout de l'incidence du compte d'écarts des charges liées au combustible nucléaire autorisé par la CEO dans sa décision rendue en 2008 et de l'incidence de la baisse de production. Le compte d'écarts des charges liées au combustible nucléaire comptabilise les écarts entre les coûts réels du combustible nucléaire par unité de production et le montant prévu correspondant approuvé par la CEO lors de l'établissement des tarifs réglementés.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en 2010 se sont élevées à 2 101 millions de dollars comparativement à 2 057 millions de dollars en 2009. La hausse de ces charges s'explique surtout par l'augmentation des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, attribuable en grande partie à une baisse des taux d'actualisation en 2010 et à une augmentation des interruptions planifiées. La hausse a été en partie contrebalancée par une diminution des activités de maintenance, des frais d'aménagement de nouvelles installations nucléaires et des coûts de remise en état de la capacité.

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 2010 a été de 47,04 \$/MWh contre 44,09 \$/MWh en 2009. La hausse est surtout imputable à l'augmentation des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et à la baisse de la production.

Amortissement

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, la dotation aux amortissements s'est établie à 401 millions de dollars, comparativement à 481 millions de dollars en 2009. Cette baisse reflète surtout l'incidence de la prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire Darlington jusqu'en 2051, après qu'OPG ait lancé au début de 2010 la phase de définition de la remise en état de la centrale.

GESTION DES DÉCHETS NUCLÉAIRES RÉGLEMENTÉE

(en millions de dollars)	2010	2009
Revenus	45	44
Exploitation, maintenance et administration	52	48
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	653	627
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(668)	(683)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	8	52

Revenus

Les revenus tirés du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée ont été de 45 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 comparativement à 44 millions de dollars en 2009. La hausse des revenus est attribuable à l'augmentation de la charge intersectorielle entre le secteur Production nucléaire réglementée et le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée à l'égard des coûts variables liés au combustible irradié et aux déchets nucléaires.

Désactualisation

La charge de désactualisation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 a atteint 653 millions de dollars en regard de 627 millions de dollars pour 2009. La hausse se rapporte principalement à l'augmentation de la valeur actualisée du passif nucléaire attribuable au passage du temps, et par l'augmentation du passif nucléaire pour lancer la phase de définition d'OPG visant la remise en état de la centrale nucléaire Darlington. La hausse de la charge de désactualisation a été en partie contrebalancée par l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

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 2010 s'est établi à 668 millions de dollars comparativement à 683 millions de dollars en 2009. Avant l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce, le rendement des Fonds nucléaires s'est établi à 836 millions de dollars en 2010, en regard de 802 millions de dollars en 2009, soit une augmentation de 34 millions de dollars. L'augmentation du rendement des Fonds nucléaires s'explique essentiellement par un meilleur rendement du Fonds pour combustible irradié attribuable à la hausse de l'IPC de l'Ontario en 2010, qui a eu une incidence sur le rendement garanti par le Fonds pour combustible irradié, en partie annulée par un moins bon rendement du Fonds de déclassement, imputable surtout aux rendements plus faibles obtenus sur les marchés des capitaux mondiaux en 2010 par rapport à 2009.

Une partie des Fonds nucléaires se rapporte aux obligations d'OPG quant au déclassement des centrales nucléaires louées à Bruce Power, et à la gestion du combustible irradié et des déchets produits par ces centrales. Ainsi, les écarts entre le rendement réel et le rendement prévu des Fonds nucléaires liés aux centrales nucléaires Bruce sont comptabilisés dans le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce établi par la CEO en 2008. En 2010, OPG a comptabilisé une réduction de 168 millions de dollars de l'actif réglementaire du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce, contre une réduction 119 millions de dollars en 2009, ce qui a entraîné une baisse du rendement total des Fonds nucléaires en 2010 par rapport à 2009.

PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE RÉGLEMENTÉE

(en millions de dollars)	2010	2009
Ventes de la production réglementée	697	718
Comptes d'écarts	13	11
Divers	32	53
Revenus	742	782
Charges liées au combustible	254	264
Marge brute	488	518
Exploitation, maintenance et administration	99	106
Amortissement	62	75
Impôt foncier et impôt sur le capital	11	10
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	316	327

Revenus

Les revenus tirés du secteur Production hydroélectrique réglementée ont atteint 742 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, comparativement à 782 millions de dollars en 2009. La diminution des revenus est surtout imputable à une baisse de la production hydroélectrique et des revenus tirés des services auxiliaires, ainsi qu'à un repli des revenus liés au compte d'écarts de pertes fiscales. En 2010, OPG a comptabilisé des revenus de 31 millions de dollars dans le secteur Production hydroélectrique réglementée au titre du compte d'écarts de pertes fiscales, contre des revenus de 47 millions de dollars en 2009. Des revenus rétrospectifs de 20 millions de dollars couvrant la période du 1^{er} avril 2008 au 31 décembre 2008 avaient été comptabilisés en 2009 dans les revenus liés au compte d'écarts de pertes fiscales.

Prix de l'électricité

Le prix de vente moyen de l'électricité en 2010 et 2009 a été de 3,7 ¢/kWh. Le prix de vente moyen de l'électricité reflétait le tarif réglementé de 3,67 ¢/kWh et le mécanisme incitatif applicables à l'électricité produite aux installations hydroélectriques réglementées d'OPG, établis par la CEO en 2008.

Le mécanisme incitatif établi par la CEO a entraîné des revenus nets respectivement de 14 millions de dollars et 21 millions de dollars en 2010 et 2009. Ce mécanisme est analysé à la rubrique *Mécanismes de revenus pour la production réglementée et non réglementée*.

Volume

Le volume de production d'électricité en 2010 et 2009 a été respectivement de 18,9 TWh et 19,4 TWh. La baisse du volume est due surtout aux répercussions des débits d'eau défavorables dans la province d'Ontario.

En 2010 et 2009, le taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales du secteur Production hydroélectrique réglementée s'est établi respectivement à 0,3 % et 1,0 %. Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente a diminué en 2010 en raison de la performance accrue de l'équipement aux centrales hydroélectriques réglementées. La disponibilité des centrales du secteur Production hydroélectrique réglementée a atteint 92,8 % en 2010 contre 93,6 % en 2009, en raison surtout d'une augmentation des travaux de maintenance planifiée en 2010. 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 2010 se sont établies à 254 millions de dollars en regard de 264 millions de dollars en 2009. La diminution des charges liées au combustible découle surtout d'une baisse des volumes de production d'électricité.

Comptes d'écarts

En 2010, l'incidence nette de la comptabilisation des actifs et passifs réglementaires s'est traduite par une augmentation des revenus de 13 millions de dollars. L'incidence a surtout trait à la comptabilisation d'un montant plus élevé pour les actifs réglementaires liés au compte d'écarts de pertes fiscales et d'un montant moins élevé pour les passifs réglementaires liés au compte d'écarts autorisé par la CEO, reflétant l'écart entre les revenus prévus et les revenus réels tirés des services auxiliaires (« compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires »). L'augmentation des revenus a été en partie compensée par une hausse des passifs réglementaires liés au compte d'écarts autorisé par la CEO, qui reflète l'incidence des écarts entre les conditions hydrologiques prévues et les conditions réelles sur la production hydroélectrique (« compte d'écarts des conditions hydrologiques ») et du recouvrement excédentaire sur les soldes du compte d'écarts liés aux installations hydroélectriques à même les tarifs réglementés courants depuis le 1^{er} janvier 2010. En 2009, OPG a constaté une augmentation des revenus de 11 millions de dollars liés aux comptes d'écarts.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont fixées à 99 millions de dollars contre 106 millions de dollars en 2009. Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh des centrales hydroélectriques réglementées ont été de 5,24 \$/MWh en 2010 comparativement à 5,46 \$/MWh en 2009. La diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh en 2010 par rapport à 2009 est attribuable principalement à la baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.

PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE NON RÉGLEMENTÉE

(en millions de dollars)	2010	2009
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des instruments de couverture	449	561
Rabais associé à la limite de revenus	–	(10)
Divers	48	54
Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus	497	605
Charges liées au combustible	64	104
Marge brute	433	501
Exploitation, maintenance et administration	227	210
Amortissement	73	73
Impôt foncier et impôt sur le capital	4	9
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	129	209

Revenus

Les revenus tirés du secteur Production hydroélectrique non réglementée ont atteint 497 millions de dollars en 2010, comparativement à 605 millions de dollars en 2009. La baisse des revenus de 108 millions de dollars s'explique principalement par une diminution du volume de production, en partie contrebalancée par la hausse des tarifs d'électricité.

Prix de l'électricité

Le prix de vente moyen d'OPG pour sa production hydroélectrique non réglementée en 2010 et 2009 a été respectivement de 3,7 ¢/kWh et 3,2 ¢/kWh. La hausse est attribuable surtout à l'incidence de l'augmentation des prix du marché au comptant de l'électricité en Ontario.

Volume

Le volume de production d'électricité en 2010 et 2009 a été respectivement de 11,7 TWh et 16,8 TWh. La baisse du volume en 2010 par rapport à 2009 est essentiellement imputable à l'affaiblissement des débits d'eau en raison de précipitations inférieures à la normale dans l'ensemble de l'Ontario.

Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales hydroélectriques non réglementées a atteint 2,1 % pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, comparativement à 1,6 % en 2009. Le taux de disponibilité des centrales hydroélectriques non réglementées a été de 91,6 % pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 comparativement à 92,4 % en 2009. Le faible taux d'indisponibilité fortuite équivalente et la disponibilité élevée reflètent la solide performance continue des centrales hydroélectriques non réglementées.

Charges liées au combustible

Les charges liées au combustible pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 se sont établies à 64 millions de dollars, en regard de 104 millions de dollars en 2009. Le recul des charges liées au combustible découle surtout de l'incidence de la baisse du volume de production.

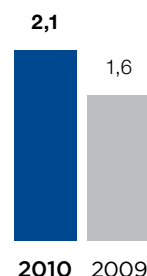
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration

En 2010, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont élevées à 227 millions de dollars, comparativement à 210 millions de dollars en 2009. La hausse de ces charges s'explique surtout par l'augmentation des activités de maintenance et la hausse des coûts des régimes de retraite et des 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 2010 et 2009 ont été respectivement de 17,69 \$/MWh et 11,67 \$/MWh. La hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh est principalement attribuable à la baisse de la production.

TAUX D'INDISPONIBILITÉ FORTUITE ÉQUIVALENTE DES CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES NON RÉGLEMENTÉES

Exercices terminés les 31 décembre
(%)



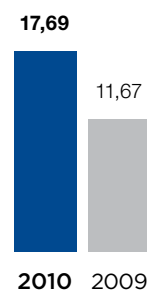
DISPONIBILITÉ DES CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES NON RÉGLEMENTÉES

Exercices terminés les 31 décembre
(%)



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)	2010	2009
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des instruments de couverture	530	393
Rabais associé à la limite de revenus	–	(17)
Entente de soutien d'urgence	258	412
Divers	148	113
Revenus, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus	936	901
Charges liées au combustible	405	413
Marge brute	531	488
Exploitation, maintenance et administration	449	492
Amortissement	103	79
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	7	7
Impôt foncier et impôt sur le capital	13	18
Restructuration	27	–
Perte avant autres gains et pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	(68)	(108)
Autres gains	–	(9)
Perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices	(68)	(99)

Revenus

Les revenus du secteur Production thermique non réglementée se sont établis à 936 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 comparativement à 901 millions de dollars en 2009, en hausse de 35 millions de dollars. La hausse des revenus en 2010 fait suite à une importante augmentation de la production d'électricité et à une majoration des prix de vente moyens, compensées en partie par une baisse des revenus de 154 millions de dollars liée 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 4,3 ¢/kWh en 2010, contre 3,9 ¢/kWh en 2009. La hausse du prix de vente est attribuable surtout à l'incidence de l'augmentation 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 2010 a été de 12,2 TWh contre 9,5 TWh en 2009. La hausse de la production en 2010 comparativement à 2009 est due surtout aux répercussions des débits d'eau défavorables aux centrales hydroélectriques, à une hausse de la demande primaire d'électricité en Ontario au cours des deuxième et troisième trimestres de 2010 par rapport aux périodes correspondantes de 2009, et à un ralentissement de la production des centrales nucléaires d'OPG.

Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques non réglementées pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 a été de 7,3 % comparativement à 8,5 % en 2009. La réduction du taux d'indisponibilité fortuite équivalente en 2010 par rapport à 2009 s'explique essentiellement par le nombre moindre de jours d'interruption fortuite aux centrales alimentées au charbon Nanticoke et Lambton.

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 2010, les charges liées au combustible ont atteint 405 millions de dollars contre 413 millions de dollars en 2009. Le recul de 8 millions de dollars est imputable au fléchissement des coûts du combustible et des coûts connexes en raison d'ajustements apportés aux contrats d'achat de charbon en 2009, en partie contrebalancée par une hausse du volume de production.

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. OPG a négocié des réductions dans les contrats d'achat de charbon, y compris des annulations et des reports de livraisons. En 2009, 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 les ajustements apportés aux contrats d'achat de charbon se rapportaient principalement aux centrales alimentées au charbon Lambton et Nanticoke et ils ont été recouverts 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 2010, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont établies à 449 millions de dollars, contre 492 millions de dollars en 2009. La baisse de 43 millions de dollars de ces charges découle essentiellement des dépenses moins élevées engagées pour les interruptions et les activités de maintenance en raison de la fermeture imminente de quatre unités alimentées au charbon, en partie contrebalancées par l'augmentation des coûts des régimes de retraite et des 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 58 400 \$/MW pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, contre 60 200 \$/MW en 2009. La baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MW en 2010 par rapport à 2009 est attribuable à un recul des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, compensé en partie par une réduction de la capacité de production thermique d'OPG.

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.

DIVERS

(en millions de dollars)	2010	2009
Revenus	168	143
Exploitation, maintenance et administration	18	10
Amortissement	59	52
Impôt foncier et impôt sur le capital	10	8
Bénéfice avant autres gains et pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	81	73
Autres pertes (gains)	3	(1)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	78	74

Les revenus du secteur Divers se sont établis à 168 millions de dollars en 2010, par rapport à 143 millions de dollars en 2009. La hausse des revenus du secteur Divers reflète principalement la croissance des revenus tirés du PEC et la montée des revenus de négociation, montant net, qui est attribuable surtout à des ajustements à la valeur de marché favorables.

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. Les honoraires de services compris dans les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par secteur pour les exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2010	2009
Production nucléaire réglementée	25	27
Production hydroélectrique réglementée	2	3
Production hydroélectrique non réglementée	3	4
Production thermique non réglementée	8	9
Divers	(38)	(43)

Les achats et les ventes interconnectés (y compris les livraisons du physique sous-jacent) et les gains et les pertes latents évalués à la valeur de marché 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 2010 auraient augmenté de 69 millions de dollars (79 millions de dollars au 31 décembre 2009).

Outre le dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce, les variations de la juste valeur des instruments dérivés non admissibles à la comptabilité de couverture sont constatées dans les revenus du secteur Divers, et 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 audités au 31 décembre 2010 et pour l'exercice terminé à cette date.

INTÉRÊTS DÉBITEURS, MONTANT NET

Les intérêts débiteurs, montant net, pour 2010 se sont établis à 176 millions de dollars, comparativement à 185 millions de dollars en 2009. La baisse de 9 millions de dollars est en partie attribuable à un recul du taux d'intérêt moyen sur la dette.

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Depuis 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 pour l'électricité produite par les installations réglementées d'OPG.

RAPPORT DE GESTION

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, calculé en appliquant 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, « Impôts sur les bénéfices », du *Manuel de l'ICCA* (« chapitre 3465 »).

Le recouvrement d'impôts sur les bénéfices pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 s'est établi à 60 millions de dollars, en regard d'une charge d'impôts de 145 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009. La baisse de la charge d'impôts s'explique surtout par une réduction des passifs d'impôts amenée par la résolution de certaines incertitudes fiscales liées au contrôle fiscal d'années d'imposition antérieures, par une diminution de la composante impôts sur les bénéfices des comptes d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce et par des bénéfices moins élevés avant le rendement tiré des Fonds nucléaires en 2010. Le rendement des Fonds nucléaires ne devient imposable qu'au moment du retrait.

Dans sa décision prise en 2008 à l'égard des tarifs réglementés, la CEO a établi un compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes prenant effet le 1^{er} avril 2008. Ce compte comptabilise les variations des impôts sur les bénéfices, de l'impôt sur le capital et de certaines autres charges fiscales liées aux secteurs à tarifs réglementés, comparativement aux charges approuvées par la CEO lors de l'établissement des tarifs réglementés, ces variations étant dues aux modifications apportées aux taux d'imposition ou aux règles de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) ou de la *Loi de 2007 sur les impôts* (Ontario), dans sa version modifiée par la *Loi de 1998 sur l'électricité*, ainsi qu'aux nouvelles cotisations d'impôts. Les variations dues aux nouvelles cotisations d'impôt relatives aux années d'imposition antérieures qui ont une incidence sur les impôts exigibles pour les exercices postérieurs au 1^{er} avril 2008 sont comprises dans le compte. De plus, le compte d'écarts comptabilise certains changements aux charges d'impôt foncier.

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010, OPG a constaté un passif réglementaire de 19 millions de dollars dans le compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes lié principalement à l'incidence des crédits d'impôt à l'investissement sur les dépenses de recherche scientifique et de développement expérimental admissibles, des nouvelles cotisations d'impôt des années d'imposition antérieures et de la baisse par rapport aux prévisions des taux d'impôt sur les bénéfices des sociétés et des taux d'impôt sur le capital inférieurs prévus par la loi. Au cours de l'exercice terminé

le 31 décembre 2009, OPG a constaté un passif réglementaire de 21 millions de dollars dans le compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes, passif qui a surtout trait à l'incidence des crédits d'impôt à l'investissement sur des dépenses 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, ainsi que le financement sur les marchés financiers. 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 aux caisses 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 2010 et 2009 s'établissent comme suit :

(en millions de dollars)	2010	2009
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	71	315
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	817	299
Flux de trésorerie utilisées pour les activités d'investissement	(945)	(753)
Flux de trésorerie provenant des activités de financement	337	210
Augmentation (diminution) nette	209	(244)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	280	71

ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour 2010 se sont établis à 817 millions de dollars en regard de 299 millions de dollars pour 2009. L'augmentation des flux de trésorerie est attribuable surtout à une baisse des achats de combustibles et des versements d'impôts, à une diminution des paiements relatifs au rabais associé à la limite de revenus entraînée par le retrait de la limite au deuxième trimestre de 2009, et par un recul des cotisations aux Fonds nucléaires en 2010 par rapport à 2009. Cette augmentation a été en partie contrebalancée par des rentrées moins élevées résultant d'une baisse des revenus de production.

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 2010, les activités d'investissement ont consisté principalement en des dépenses en immobilisations corporelles et actifs incorporels, pour un total de 945 millions de dollars, en regard de 753 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009. La hausse des dépenses en immobilisations de 2010 par rapport à 2009 tient surtout à un accroissement des dépenses liées au projet Lower Mattagami et au projet de remise en état de la centrale Darlington, compensé en partie par une diminution des dépenses en immobilisations faites pour le projet Upper Mattagami et Hound Chute, pour d'autres initiatives d'investissement dans la production nucléaire, ainsi que pour le PEC, projet achevé en 2009.

Pour 2011, OPG prévoit des dépenses en immobilisations d'environ 1,2 milliard de dollars, dont une partie sera affectée aux projets de développement de la capacité hydroélectrique, aux projets de remise en état des centrales nucléaires et à d'autres projets visant la production nucléaire.

Placement 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 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 étaient 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. Au 31 décembre 2009, le PCAA d'OPG était évalué à 36 millions de dollars. Au cours du quatrième trimestre de 2010, OPG a vendu son PCAA pour 33 millions de dollars et a constaté des pertes de 3 millions de dollars pour l'exercice.

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 pluriannuelle de 500 millions de dollars. En avril 2010, OPG a renouvelé la tranche de 364 jours et en a repoussé l'échéance au 18 mai 2011. La date d'échéance de la tranche pluriannuelle est 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. Aux 31 décembre 2010 et 2009, aucun papier commercial n'était en cours, 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 pour financer le projet Upper Mattagami et Hound Chute. Au 31 décembre 2010, 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. 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 jusqu'à ce que des conditions précises soient satisfaites après la construction.

Au cours du troisième trimestre de 2010, Lower Mattagami Energy Limited Partnership a établi une facilité de crédit bancaire de 700 millions de dollars pour soutenir la première phase de construction du projet Lower Mattagami et a lancé un programme de papier commercial. Au 31 décembre 2010, 155 millions de dollars de papier commercial étaient émis dans le cadre de ce programme. Des ententes de financement à long terme sont également en train d'être conclues pour soutenir toutes les exigences du projet.

Au 31 décembre 2010, OPG avait des facilités de découvert non confirmées à court terme de 25 millions de dollars (25 millions de dollars au 31 décembre 2009), et des facilités de crédit non confirmées à court terme de 319 millions de dollars (275 millions de dollars au 31 décembre 2009), 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 2010, il y avait un total de 281 millions de dollars de lettres de crédit émises (231 millions de dollars au 31 décembre 2009), qui comprenaient 254 millions de dollars liés aux régimes de retraite complémentaires (210 millions de dollars au 31 décembre 2009), 20 millions de dollars servant aux fins générales du siège social (14 millions de dollars au 31 décembre 2009) et 7 millions de dollars liés à la construction et à l'exploitation du PEC (7 millions de dollars au 31 décembre 2009).

À compter du 1^{er} janvier 2009, 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 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. Au 31 décembre 2010, la SGDN avait émis une lettre de crédit de 2 millions de dollars pour son régime de retraite complémentaire (1 million de dollars au 31 décembre 2009).

RAPPORT DE GESTION

En octobre 2003, la Société a signé une convention 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. Au cours du troisième trimestre de 2010, OPG a renouvelé la convention avec une date d'échéance fixée au 31 août 2013 et un engagement de 250 millions de dollars.

Au cours du troisième trimestre de 2010, OPG a signé une modification à la facilité de crédit du projet du tunnel de Niagara afin de porter la facilité de crédit de 1,0 milliard de dollars à un maximum de 1,6 milliard de dollars. Le financement aux termes de la facilité de crédit 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 690 millions de dollars au 31 décembre 2010, ce qui comprenait 200 millions de dollars de nouveaux emprunts en 2010.

En décembre 2006, 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 ont pris fin en 2009. Aux 31 décembre 2010 et 2009, les avances en vertu de ces facilités totalisaient 390 millions de dollars pour le PEC et 50 millions de dollars pour le projet Lac Seul.

Au 31 décembre 2010, la dette à long terme d'OPG à payer à la SFIEO s'établissait à 3,9 milliards de dollars. Bien que les nouveaux emprunts ajoutés en 2008, 2009 et 2010 aient prolongé le profil des échéances, une somme d'environ 800 millions 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 confirmée renouvelable, OPG a conclu au cours du premier trimestre de 2010 une facilité de crédit avec la SFIEO d'un montant de 970 millions de dollars aux fins du refinancement des billets venant à échéance entre janvier 2010 et décembre 2010. Le refinancement en vertu de cette entente totalisait 960 millions de dollars au 31 décembre 2010. Aucune autre avance ne peut être consentie en vertu de cette facilité.

ENGAGEMENTS CONTRACTUELS ET COMMERCIAUX

Les obligations contractuelles et autres engagements commerciaux importants d'OPG au 31 décembre 2010 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2011	2012	2013	2014	2015	Par la suite	Total
Obligations contractuelles :							
Ententes d'achat de combustible	341	201	139	76	73	107	937
Cotisations effectuées dans le cadre de l'ONFA	250	240	157	94	96	662	1 499
Remboursement de la dette à long terme	384	412	12	13	515	2 895	4 231
Intérêt sur la dette à long terme	216	188	173	173	166	721	1 637
Obligations d'achat non conditionnelles	22	22	22	22	25	15	128
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation	29	31	32	33	35	–	160
Permis d'exploitation	33	38	40	50	50	–	211
Cotisations aux régimes de retraite ¹	280	–	–	–	–	–	280
Divers	48	44	39	93	16	55	295
	1 603	1 176	614	554	976	4 455	9 378
Engagements commerciaux importants :							
Tunnel de Niagara	231	143	44	1	–	–	419
Lower Mattagami	361	434	508	194	182	–	1 679
Total	2 195	1 753	1 166	749	1 158	4 455	11 476

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 et du régime de retraite agréé de la SGDn au 1^{er} janvier 2010. Les cotisations peuvent être modifiées de façon importante en raison des évaluations actuarielles au 1^{er} janvier 2011, lesquelles doivent être effectuées d'ici le 30 septembre 2011 pour ce qui est du régime d'OPG et d'ici le 30 juin 2011 pour ce qui est du régime de la SGDn. Les cotisations subissent l'incidence de divers facteurs, y compris le rendement du marché, les modifications aux hypothèses actuarielles, les résultats techniques des régimes, l'évolution de l'environnement réglementaire des régimes et le calendrier des évaluations actuarielles. Les besoins de capitalisation après 2011 sont exclus en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires aux prévisions de l'échéancier des flux de trésorerie futurs.

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 novembre 2010, Standard & Poor's a maintenu la note à long terme d'OPG à A- avec une tendance stable. En décembre 2010, 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. Ces notes reflètent le solide profil financier d'OPG.

Au 31 décembre 2010, 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-1 (bas) ¹

¹ Échelle du Canada

Faits saillants du bilan

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

Principales données du bilan (en millions de dollars)

	2010	2009
Actif		
Débiteurs	270	391
Stocks de combustible	734	837
Immobilisations corporelles, montant net	13 555	12 836
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	11 246	10 246
Impôts futurs	73	51
Actifs réglementaires	1 559	1 396
Passif		
Créditeurs et charges à payer	762	933
Dette à long terme (incluant la tranche échéant à moins d'un an)	4 228	4 046
Enlèvement des immobilisations et gestion des déchets nucléaires	12 704	11 859
Créditeurs et charges à payer à long terme	525	522
Impôts futurs	798	633
Passifs réglementaires	248	172

DÉBITEURS

Au 31 décembre 2010, les débiteurs s'établissaient à 270 millions de dollars comparativement à 391 millions de dollars au 31 décembre 2009. La diminution de 121 millions de dollars s'explique surtout par une réduction des volumes de production d'électricité en décembre 2010 par rapport à décembre 2009 et par une baisse des revenus liées à l'entente de soutien d'urgence conclue avec la SFIEO.

STOCKS DE COMBUSTIBLE

Les stocks de combustible au 31 décembre 2010 atteignaient 734 millions de dollars comparativement à 837 millions de dollars en 2009, soit une baisse de 103 millions de dollars. La baisse des stocks de combustible est attribuable surtout à une production d'électricité plus élevée aux centrales alimentées au charbon d'OPG.

IMMOBILISATIONS CORPORELLES, MONTANT NET

Au 31 décembre 2010, le montant net des immobilisations corporelles s'élevait à 13 555 millions de dollars contre 12 836 millions de dollars au 31 décembre 2009. Cette hausse tient essentiellement aux acquisitions d'immobilisations, contrebalancées en 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'Ontario Nuclear Funds Agreement (« 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 5 267 millions de dollars au 31 décembre 2010, comparativement à 4 876 millions de dollars au 31 décembre 2009. Ce bond de 391 millions de dollars de la valeur des actifs représente principalement une amélioration des évaluations sur les marchés des capitaux mondiaux au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010, en partie neutralisée par le remboursement des dépenses du Fonds de déclasserement au cours de 2010.

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'IPC 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 147 millions de dollars des cotisations versées au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010 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 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 2010 s'établissait à 5 979 millions de dollars, ce qui comprenait un montant de 219 millions de dollars à payer à la Province relativement à l'ajustement du rendement garanti. Au 31 décembre 2009, la valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié s'établissait à 5 370 millions de dollars, y compris un montant à payer à la Province de 33 millions de dollars lié à l'ajustement du rendement garanti. La hausse de la valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié découle principalement du rendement garanti et des nouvelles cotisations au fonds.

Comme l'exigent les modalités de l'ONFA, la Province fournit une garantie provinciale à la 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 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 déclassement. En décembre 2009, la CCSN a approuvé une hausse de la garantie provinciale, la portant 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.

ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

Au 31 décembre 2010, les actifs réglementaires s'établissaient à 1 559 millions de dollars contre 1 396 millions de dollars au 31 décembre 2009. Les actifs réglementaires ont augmenté compte tenu de la comptabilisation d'un actif réglementaire de 197 millions de dollars au titre du compte d'écarts de pertes fiscales établi par la CEO en mai 2009, tel qu'il est analysé à la rubrique *Mécanismes de revenus pour la production réglementée et non réglementée*, et de la hausse de 119 millions de dollars du montant de l'actif réglementaire comptabilisé pour les impôts futurs qui devraient être recouverts à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle concernant l'électricité produite par les installations réglementées d'OPG, lesquels éléments sont analysés à la rubrique *Impôts sur les bénéfices*.

L'augmentation des actifs réglementaires a été en partie contrebalancée par la dotation aux amortissements de 97 millions de dollars, résultant du recouvrement des actifs réglementaires à même les tarifs réglementés approuvés par la CEO et par la diminution de l'actif réglementaire du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce. Le solde du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce a diminué pour s'établir à 250 millions de dollars au 31 décembre 2010, alors qu'il était de 328 millions de dollars au 31 décembre 2009. Cette diminution est surtout attribuable à un écart de 168 millions de dollars par rapport au bénéfice prévu des Fonds nucléaires pris en compte dans le tarif réglementé actuel de la production nucléaire relatif aux centrales Bruce, en partie contrebalancé par des écarts par rapport aux revenus de location des centrales Bruce et des écarts par rapport à la charge de désactualisation et à la charge d'impôts à l'égard des centrales Bruce.

Au 31 décembre 2010, les passifs réglementaires s'établissaient à 248 millions de dollars, comparativement à 172 millions de dollars au 31 décembre 2009. L'augmentation reflète principalement la comptabilisation des passifs dans les comptes d'écarts autorisés par la CEO dans sa décision de 2008 visant le développement de nouvelle capacité nucléaire, dans le compte d'écarts des conditions hydrologiques et dans le compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres

impôts et taxes. Cette augmentation des passifs réglementaires a été en partie contrebalancée par une diminution du passif du compte d'écarts des coûts du combustible nucléaire.

CRÉDITEURS ET CHARGES À PAYER

Au 31 décembre 2010, les créditeurs et charges à payer s'élevaient à 762 millions de dollars, comparativement à 933 millions de dollars au 31 décembre 2009. La diminution de 171 millions de dollars traduit essentiellement la baisse des sommes à payer sur le contrat de location des centrales Bruce étant donné la baisse du PHEO moyen sous 30 \$/MWh en 2009, la diminution des charges à payer sur les projets et une baisse générale des comptes fournisseurs.

DETTE À LONG TERME

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

La dette à long terme au 31 décembre 2010 s'établissait à 4 228 millions de dollars contre 4 046 millions de dollars au 31 décembre 2009. L'augmentation résulte de l'émission de titres d'emprunt à des fins générales totalisant 1 010 millions de dollars et de l'émission de titres d'emprunt à long terme de 150 millions de dollars en vertu de la facilité du tunnel Niagara, en partie contrebalancées par le remboursement de la dette à long terme de 978 millions de dollars au cours de 2010.

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 12 704 millions de dollars au 31 décembre 2010, contre 11 859 millions de dollars au 31 décembre 2009. La hausse s'explique en partie par la décision d'OPG d'entreprendre la phase de définition de la remise en état de la centrale nucléaire Darlington, ce qui a eu une incidence sur les hypothèses relatives aux passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires d'OPG, donnant ainsi lieu à une augmentation de 293 millions de dollars des passifs nucléaires en date du 1^{er} janvier 2010. Le passif a en outre augmenté au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010 en raison de la charge de désactualisation de 673 millions de dollars attribuable au passage du temps, en partie compensée par des dépenses de 181 millions de dollars investies dans des activités d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires.

CRÉDITEURS ET CHARGES À PAYER À LONG TERME

Au 31 décembre 2010, les créditeurs et charges à payer à long terme s'élevaient à 525 millions de dollars, comparativement à 522 millions de dollars au 31 décembre 2009. La variation s'explique essentiellement par la hausse de la juste valeur du dérivé constituant un passif incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce, par une augmentation des pertes latentes évaluées à la valeur du marché et par une hausse des autres passifs à long terme, contrebalancée en majeure partie par une réduction des passifs d'impôts du fait de la résolution de certaines incertitudes fiscales liées au contrôle fiscal d'années d'imposition antérieures.

IMPÔTS FUTURS

Les impôts futurs au 31 décembre 2010 s'établissaient à 725 millions de dollars comparativement à 582 millions de dollars au 31 décembre 2009. L'augmentation fait suite surtout à la variation du solde des Fonds nucléaires.

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 2010 et 2009, le coût moyen tout compris des fonds a été de 1,5 % et les charges avant impôts sur les ventes à la fiducie se sont élevées à 4 millions de dollars. L'entente de titrisation actuelle dure jusqu'au 31 août 2013, avec un engagement de 250 millions de dollars. Voir la note 5 afférente aux états financiers consolidés annuels audités de 2010 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 audités de 2010. 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

La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, plus précisément le *Règlement de l'Ontario 53/05*, 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 des installations nucléaires qu'elle exploite. Le règlement a établi les tarifs réglementés jusqu'au 1^{er} avril 2008. Depuis le 1^{er} avril 2008, les tarifs réglementés pour les installations visées par règlement d'OPG sont établis par la CEO. En 2008, la CEO a établi les tarifs réglementés qui ont pris effet le 1^{er} avril 2008 d'après une méthode axée sur les coûts prévus de prestation du service.

La décision de la CEO rendue en 2008 sur les tarifs réglementés, la décision de la CEO rendue en mai 2009 sur la motion d'OPG demandant qu'une partie de la décision de 2008 soit revue et modifiée, et la décision de la CEO rendue en octobre 2009 sur la demande d'OPG relative à une ordonnance comptable ont autorisé l'établissement de certains comptes d'écarts et de report, y compris les comptes autorisés en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. La décision de 2008 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 en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. La demande de mai 2010 comprenait une requête d'OPG quant à l'utilisation des soldes présents dans les comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2010, de même que pour l'établissement et le maintien de ces comptes.

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 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 sont 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 CEO aux fins de la comptabilisation des frais de financement qui devront être recouvrés auprès des consommateurs ou remboursés à ces derniers. Le taux d'intérêt prescrit par la CEO a varié à l'intérieur d'une fourchette de 0,55 % à 1,20 % par année au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010. Le taux d'intérêt a varié à l'intérieur d'une fourchette de 0,55 % à 2,45 % par année au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009. OPG a reporté des intérêts débiteurs nets de 5 millions de dollars en 2010 (8 millions de dollars en 2009).

Certains actifs et passifs découlant de la réglementation des tarifs sont 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, « Impôts sur les bénéfices », 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, « Principes comptables généralement reconnus » (« 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.

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 de 2007 sur les impôts* (Ontario) dans sa version modifiée par 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 de 2007 sur les impôts* (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'un contrôle fiscal, 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 3 976 millions de dollars (3 636 millions de dollars en 2009) ont été comptabilisés au bilan consolidé au 31 décembre 2010. 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.

Des passifs d'impôts futurs de 4 701 millions de dollars (4 218 millions de dollars en 2009) ont été constatés dans le bilan consolidé au 31 décembre 2010.

IMMOBILISATIONS CORPORELLES

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.

RAPPORT DE GESTION

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. 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.
- Pour ce qui est des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, 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 2010, 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 2 958 millions de dollars (1 595 millions de dollars en 2009).

La perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis aux 31 décembre 2010 et 2009 s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Perte actuarielle nette non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	566	932	–	–	–	–
Perte actuarielle nette non amortissable en raison de l'utilisation du corridor	1 038	433	22	18	234	157
Perte actuarielle nette amortissable	789	–	29	7	253	–
Perte actuarielle nette non amortie	2 393	1 365	51	25	487	157
Coûts des services passés non amortis	10	28	–	1	17	19

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 des régimes 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 6,8 % au 31 décembre 2009 à 5,8 % au 31 décembre 2010. Le déficit des régimes de retraite agréés a augmenté, passant de 394 millions de dollars au 31 décembre 2009 à 1 257 millions de dollars au 31 décembre 2010, en raison surtout de la baisse du taux d'actualisation. L'incidence du gain de 337 millions de dollars sur les actifs de la caisse de retraite en 2010 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 6,69 % au 31 décembre 2009 à 5,67 % au 31 décembre 2010. L'obligation au titre des prestations projetées a augmenté, passant de 1 910 millions de dollars au 31 décembre 2009 à 2 341 millions de dollars au 31 décembre 2010, 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 2010, 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)	–	(3)
Diminution de 0,25 %	12	–	3
Inflation			
Augmentation de 0,25 %	35	–	–
Diminution de 0,25 %	(33)	–	–
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	9	2	–
Diminution de 0,25 %	(9)	(1)	–
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s.o.	s.o.	30
Diminution de 1 %	s.o.	s.o.	(23)

s.o. – changement d'hypothèse sans objet

OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

Au 31 décembre 2010, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'OPG atteignaient 12 704 millions de dollars (11 859 millions de dollars en 2009). Ces obligations comprennent les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires et se composent de coûts prévus à engager jusqu'à la date de fin des activités, et de fermeture des centrales nucléaires et thermiques et d'autres installations par la suite. 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. 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. Aux termes de l'entente de location conclue avec Bruce Power L.P., 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 coûts suivants sont constatés à titre de passif :

- la valeur actualisée des coûts de déclassement des installations nucléaires et thermiques et d'autres installations à la fin de leur durée de vie utile;
- la valeur actualisée de la partie coût fixe des programmes 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 des programmes de gestion des déchets nucléaires, compte tenu des volumes de déchets réels, engagé à ce jour.

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 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. 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 des coûts de mise hors service d'immobilisations est capitalisé dans la valeur comptable des immobilisations.

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. La prochaine mise à jour de l'obligation au titre de l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de la gestion des déchets nucléaires aura lieu en 2011 et constituera la base du calcul de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations nucléaires en date du 31 décembre 2011.

Aux fins du calcul des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2010, et conformément aux hypothèses comptables actuelles sur la fin de vie, les fermetures de centrales nucléaires et thermiques devraient survenir au cours des 4 à 43 prochaines années. Les durées de vie aux fins comptables 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 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 des sites des centrales et d'une évaluation des activités de nettoyage et de remise en état requises. Ce passif représente les coûts estimatifs de déclassement des centrales thermiques et d'autres installations au terme de leur durée de vie utile. Selon les estimations au 31 décembre 2010, la fin de vie des centrales thermiques en exploitation s'échelonne entre 2014 et 2033.

OPG n'a aucune obligation légale à l'égard du déclassement de ses installations hydroélectriques, et 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, il est présumé que les structures de contrôle des eaux seront utilisées dans un avenir prévisible. Donc, OPG n'a constaté aucun passif lié au déclassement de ses installations hydroélectriques.

Au 31 décembre 2010, les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires fondés sur la valeur actualisée s'établissaient à 12 547 millions de dollars. Au 31 décembre 2010, les flux de trésorerie non actualisés à l'égard des dépenses devant être engagées par OPG au titre des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires en dollars de 2010, au cours des cinq prochains exercices et par la suite, se présentaient comme suit :

(en millions de dollars)	2011	2012	2013	2014	2015	Par la suite	Total
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires ¹	202	191	427	305	325	25 734	27 184

¹ La majeure partie des dépenses ci-dessus devraient être remboursées par les Fonds nucléaires d'OPG établis par l'ONFA. Les cotisations exigées en vertu de l'ONFA ne figurent pas dans ces flux de trésorerie non actualisés, mais sont pris en compte dans le tableau de la rubrique *Engagements contractuels et commerciaux*.

OPG met de côté des fonds, détenus dans des comptes de garde et en fiducie distincts, qui seront investis spécifiquement en vue du règlement de ses passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. Conformément à l'ONFA conclue entre OPG et la Province, OPG a établi un Fonds pour combustible irradié et un Fonds de déclassement. 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. Au 31 décembre 2010, les Fonds nucléaires atteignaient 11 246 millions de dollars.

Le passif au titre des coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires était de 157 millions de dollars et avait trait principalement aux activités thermiques d'OPG. Les dépenses liées à la production thermique applicables à ce passif devraient être engagées après la fin de vie des centrales, aux fins comptables, soit entre 2014 et 2033.

PASSIFS ENVIRONNEMENTAUX

Les activités courantes sont soumises à la réglementation fédérale, provinciale et locale en matière de qualité de l'air, de l'eau et du sol et d'autres questions environnementales. Les passifs environnementaux sont comptabilisés lorsqu'il est probable qu'un passif a été engagé et que le montant du passif peut être évalué avec suffisamment de précision à la date des états financiers. Le coût des obligations correspondantes est provisionné de façon continue. La direction estime avoir établi une provision suffisante dans les états financiers consolidés pour respecter certaines autres obligations environnementales. Au 31 décembre 2010, OPG avait comptabilisé une provision pour obligations environnementales de 39 millions de dollars (40 millions de dollars en 2009), dont la composante principale est le programme de décontamination des sols.

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 consolidé. 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 D'ESTIMATIONS COMPTABLES

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, soit 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 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 date de 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 29 millions de dollars en 2010 et de 11 millions de dollars en 2009.

Restructuration

Par suite de la décision de fermer deux unités alimentées 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. Les frais de restructuration se sont établis à 27 millions de dollars au 31 décembre 2010.

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, faisant passer sa fin de vie 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 du changement dans les hypothèses relatives à la durée de service. L'augmentation nette des passifs a été de 293 millions de dollars selon un taux d'actualisation de 4,8 %. L'augmentation des passifs a été compensée par une hausse correspondante du solde des immobilisations au cours du premier trimestre

de 2010. Par suite de ces changements, la dotation aux amortissements d'OPG a diminué de 135 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 (« CNC ») du Canada a confirmé que, pour les entreprises ayant une obligation d'information du public, les IFRS remplaceront les PCGR du Canada dans les états financiers annuels et intermédiaires des exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2011. Depuis les récents changements apportés par le CNC du Canada à la partie I du *Manuel de l'ICCA – Comptabilité*, certaines entités à tarifs réglementés peuvent choisir de reporter l'adoption des IFRS d'un an, soit au 1^{er} janvier 2012. OPG répond aux critères établies par le CNC pour pouvoir faire ce choix et a décidé d'adopter les IFRS à compter du 1^{er} janvier 2012. 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 2012.

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 d'audit et des finances du conseil d'administration. OPG a également fait appel à un expert indépendant.

Le projet de conversion aux IFRS d'OPG a progressé au cours de 2010, des communications régulières ayant été entretenues avec la haute direction, les employés des finances et d'autres parties prenantes, ainsi qu'avec le comité d'audit et des finances du conseil d'administration.

Le tableau qui suit présente certains éléments du plan de transition et une évaluation des progrès réalisés par OPG en date du 31 décembre 2010. OPG évalue actuellement l'incidence de reporter d'un an l'adoption des IFRS sur son projet de conversion.

	Principales activités	Étapes importantes/échéances	Progression à ce jour
Préparation des états financiers	Cibler les différences pertinentes entre les IFRS et nos méthodes et pratiques comptables et concevoir et mettre en œuvre des solutions Évaluer et choisir des solutions ponctuelles et continues de remplacement des méthodes 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 2011 environ OPG a choisi de reporter l'adoption des IFRS d'un an et prévoit évaluer et quantifier les effets importants de la conversion d'ici environ le troisième trimestre de 2011 Choix final des méthodes comptables de remplacement avant la date de basculement	Même si OPG était préparée au passage aux IFRS en date du 1^{er} janvier 2011, elle évalue maintenant l'incidence d'un délai d'un an sur le projet, y compris les incidences sur : - le bilan d'ouverture transitionnel de 2011 (« état de la situation financière »); - les décisions quant aux conventions comptables étant donné le travail en cours de l'IASB; - les choix en vertu de l'IFRS 1, <i>Première application des Normes internationales d'information financière</i> OPG continue d'analyser les directives des IFRS actuelles afin de découvrir quelle sera l'incidence de l'adoption des IFRS sur la comptabilisation de ses actifs et passifs réglementaires découlant de la réglementation des tarifs
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 d'audit et des finances 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 2011 Communiquer les effets de la conversion avant le quatrième trimestre de 2011	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 Consultation continue 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 2011 (c.-à-d. selon les IFRS et selon les PCGR du Canada) aux fins de comparaison en 2011 et de budgétisation et de planification pour 2012	Modifications des principaux systèmes et processus de double tenue de livres complétées pour le premier trimestre de 2010 Modifications restantes des systèmes suivant l'année de double tenue de livres d'ici le quatrième trimestre de 2011	Modifications des systèmes effectuées dans la mesure du possible. Les autres modifications des systèmes d'information dépendent dans une large mesure des changements futurs qui seront apportés aux normes IFRS comme la comptabilisation des activités à tarifs réglementés Les processus et les systèmes sont en place pour recueillir des données sur les IFRS dans le but de permettre la présentation en 2012 de l'information financière comparative de 2011
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 L'incidence du report d'un an sera examinée et traitée en conséquence
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 méthodes et pratiques comptables existantes, notamment la nécessité d'effectuer une double tenue de livres en 2011, 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 par la direction des contrôles nouveaux ou révisés tout au long de 2010 et de 2011 Les modifications seront instaurées et testées afin de s'assurer qu'aucune lacune importante ne découle de la conversion d'OPG aux IFRS	Au cours du quatrième trimestre, une évaluation de l'état de préparation d'OPG face à la transition aux IFRS et de sa capacité à présenter ses rapports en vertu des IFRS a révélé que les contrôles du projet permettront de soutenir adéquatement l'exécution des tâches visant à adopter les IFRS Les méthodes et procédures comptables conformes aux IFRS continuent à être mises au point L'incidence des contrôles est en cours d'évaluation Les contrôles d'ajustement relatifs aux IFRS pour les états de la situation financière d'ouverture sont actuellement évalués et seront appliqués à l'état de la situation financière d'ouverture transitionnel au 1^{er} janvier 2011

Décisions touchant les méthodes comptables et incidences anticipées

En raison du report d'un an, la transition d'OPG aura lieu en 2011. Au cours du quatrième trimestre de 2010, OPG a continué de travailler sur un état de la situation financière d'ouverture transitionnel conforme aux IFRS daté du 1^{er} janvier 2011. Pour ce faire, elle devait évaluer si les actifs et les passifs découlant de la réglementation des tarifs pouvaient être comptabilisés en vertu du référentiel comptable IFRS actuel. L'analyse d'OPG n'est pas encore terminée et se poursuivra en 2011.

Au cours du quatrième trimestre de 2010, OPG a continué à évaluer ses choix de méthodes comptables en vertu des IFRS. OPG recueillera des données au cours de 2011 pour présenter de l'information financière comparative de 2011 dans ses états financiers intermédiaires et annuels de 2012. OPG croit toujours que les domaines suivants seront les plus touchés par la conversion aux IFRS : immobilisations corporelles, passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires, débiteurs, billets à court terme à payer, avantages du personnel, dépréciation d'actifs, coentreprises et actifs et passifs réglementaires.

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 méthodes comptables en prévision du passage aux IFRS, et elle attend que l'IASB finalise diverses normes comptables. Comme l'IASB continue de publier des nouvelles normes comptables, les décisions d'OPG quant à ses méthodes comptables ne seront définitives que lorsque toutes les normes applicables seront connues à la date de conversion, soit le 1^{er} janvier 2012. 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.

Norme IFRS 1 – Première application des Normes internationales d'information financière (« IFRS 1 »)

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 et la comptabilisation, en vertu du référentiel IFRS actuel, des actifs et passifs découlant des 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'IASB a modifié l'IFRS 1 de façon à ce qu'une entité dont les activités sont assujetties à la réglementation des tarifs puisse utiliser la valeur comptable des immobilisations corporelles détenues ou ayant été détenues à des fins d'utilisation comme coût présumé à la date de la transition aux IFRS. À l'heure actuelle, OPG entend appliquer cette exemption.

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 l'IFRS 1, une entité a la possibilité d'appliquer rétroactivement l'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 l'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 billets à court terme à payer

La Société a signé une convention 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 la convention 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 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 corporelles. 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 audités de 2010 d'OPG pour en savoir plus sur les immobilisations corporelles et les passifs liés à l'enlèvement des immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires.

Après avoir ajusté ses immobilisations corporelles en fonction de l'ajustement des passifs liés à la gestion des déchets nucléaires, OPG appliquerait l'exemption de l'IFRS 1 et comptabiliserait ses immobilisations corporelles au coût historique ajusté moins l'amortissement cumulé ajusté à l'adoption des IFRS.

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 les actifs des régimes de retraite reportés 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.

Au moment de l'adoption des IFRS, les entités devront effectuer des analyses de dépréciation pour divers actifs et unités génératrices de trésorerie. Au cours du quatrième trimestre, OPG a commencé les analyses requises. Puisque rien n'indique la dépréciation d'actifs ou d'unités génératrices de trésorerie, OPG prévoit que les évaluations ne se traduiront pas par des montants importants correspondant à l'excédent de la valeur comptable d'un actif ou d'une unité génératrice de trésorerie sur son montant recouvrable.

Surveillance continue des projets de l'IASB

En septembre 2010, l'IASB a décidé d'interrompre son travail sur son projet portant sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés et de recueillir les idées du public sur le projet. Par conséquent, OPG continue d'analyser les directives des IFRS actuelles afin de déterminer quelle sera l'incidence de l'adoption des IFRS sur la comptabilisation de ses actifs et passifs réglementaires découlant de la réglementation des tarifs, tel qu'il est décrit dans les notes 3 et 7 des états financiers consolidés de l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

De plus, l'IASB a un certain nombre de projets en cours qui pourraient entraîner des modifications des IFRS existantes avant leur adoption par OPG le 1^{er} janvier 2012. 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. OPG devra préparer des états financiers conformément à chaque norme IFRS en vigueur à compter de la fin de sa première période de présentation de l'information financière, soit le 31 mars 2012. Si des changements devaient survenir entre le 31 mars 2012 et le 31 décembre 2012, OPG devra en tenir compte dans ses états financiers du 31 décembre 2012 et toutes ses informations comparatives.

Gestion des risques

APERÇU

OPG fait face à divers risques qui pourraient avoir une incidence significative sur ses objectifs stratégiques, opérationnels, financiers et environnementaux ainsi que sur ses objectifs touchant la santé et la sécurité. La gestion des risques a pour but d'identifier et d'atténuer ces risques et de préserver la valeur des investissements des consommateurs dans les actifs d'OPG.

STRUCTURE DE GOUVERNANCE DE LA GESTION DES RISQUES

Le conseil d'administration d'OPG a mis en place une structure de comités révisée au cours du deuxième trimestre de 2010. Les changements comprennent l'établissement d'un comité de surveillance des risques relevant du conseil d'administration qui a des responsabilités précises en matière de surveillance relativement à l'identification et à la gestion des principaux risques de la Société. Un comité directeur de gestion des risques, composé des chefs des unités fonctionnelles, du chef des finances et du responsable de la gestion des risques, aide le comité de surveillance 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 risques ou menaces en tenant compte de leur incidence potentielle sur la capacité de la Société d'atteindre des objectifs d'affaires précis.

Les activités d'information sur la gestion des risques sont coordonnées par un groupe centralisé de gestion des risques, dirigé par le responsable de la gestion des risques. Les unités fonctionnelles identifient les risques qui pourraient les empêcher d'atteindre les objectifs de leur plan d'affaires. 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 grands risques 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 surveillance 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, les risques sont décrits brièvement.

RISQUES D'EXPLOITATION

Risques liés aux activités des centrales existantes

OPG est exposée à une production incertaine de ses centrales existantes, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur son 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 utilisée.

Centrales nucléaires

Exploiter un parc de centrales nucléaires désuètes expose OPG à des risques uniques comme des interruptions fortuites de la production, une augmentation des coûts d'exploitation et des risques associés aux activités de gestion des déchets 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. Particulièrement, certaines composantes principales des centrales arrivent au terme de leur durée de vie utile. Pour relever ce défi, OPG a continué de mettre en œuvre des programmes complets d'inspection et de maintenance afin de surveiller la performance 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 situations imprévues surgissent, un programme de surveillance précis est établi. La principale incidence de ces situations 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.

Le processus de production d'électricité 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 toutes ses centrales nucléaires, comme l'exige la CCSN, y compris les centrales louées à Bruce Power L.P. Il n'existe actuellement aucune installation au Canada pour le stockage permanent du combustible nucléaire irradié. Toutefois, en 2002, la SGDN a entamé un processus de consultation avec les Canadiens pour la création d'une approche recommandée pour le stockage permanent du combustible irradié. La recommandation visant la

mise en œuvre de l'approche de gestion adaptative progressive a été approuvée par le gouvernement fédéral en juin 2007. Après avoir élaboré un processus pour aller de l'avant, la SGDN a lancé, fin 2010, la phase de sélection du site du programme. Dans l'intervalle, OPG stocke et gère le combustible irradié sur les sites de ses centrales nucléaires.

Pour répondre à la nécessité de stocker des déchets de faible activité et de moyenne activité, OPG est en train d'aménager l'emplacement d'un dépôt géologique en profondeur sur le site nucléaire Bruce, pour la gestion à long terme de ces déchets provenant des centrales nucléaires d'OPG. L'EIE devrait être présenté à la CCSN en mars 2011 et la prochaine étape consistera à nommer et à annoncer les membres de la commission d'examen conjoint. Parallèlement à l'EIE, OPG, par l'intermédiaire d'entrepreneurs et de sous-traitants, a commencé les travaux de conception et les travaux techniques détaillés en 2010 pour permettre la construction du dépôt géologique en profondeur dès 2013.

L'opposition de la collectivité face au dépôt géologique en profondeur pour le stockage du combustible irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité et l'opposition possible de la collectivité quant au stockage prolongé du combustible irradié sur son site pourraient empêcher OPG, ses entrepreneurs et ses sous-traitants de mettre au point des plans d'évacuation qui seraient acceptables pour les principales parties prenantes. D'autres facteurs qui pourraient avoir une incidence sur le risque résiduel entourant les activités de gestion des déchets nucléaires comprennent la performance humaine et les exigences réglementaires.

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 jusqu'en 2020 et de la mettre ensuite en état d'arrêt sécuritaire pour déclassement futur. 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 sécurité et fiabilité, les unités de la centrale Pickering B pendant environ 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 et entraîner l'arrêt de la centrale Pickering A. Afin d'atténuer ces risques, OPG continue d'exercer 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.

Centrales hydroélectriques

Les centrales hydroélectriques d'OPG sont exposées aux risques liés aux prévisions relatives aux niveaux d'eau et à l'âge de l'usine et de l'équipement. Les exigences de la législation sur la sécurité des barrages pourraient potentiellement exiger qu'OPG engage des dépenses pour apporter des améliorations aux installations.

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 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. Pour ce qui est de la production hydroélectrique réglementée, l'incidence des variations de la production hydroélectrique attribuables aux écarts entre les conditions hydrologiques prévues et les conditions réelles est comptabilisée dans le compte d'écarts relatif aux conditions hydrologiques. Les conditions hydrologiques prévues désignent les conditions qui ont servi à calculer les prévisions de production hydroélectrique approuvées par la CEO aux fins d'établissement des tarifs hydroélectriques réglementés.

L'âge des centrales hydroélectriques d'OPG varie et la majorité a 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 inspections et des travaux de maintenance continus des composantes principales, des examens techniques et des évaluations de l'état des centrales pour déterminer les travaux qui seront nécessaires au maintien et, au besoin, à la mise à niveau des centrales.

Le secteur Production hydroélectrique exploite 231 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 il est possible que la Province en adopte une en 2011. En octobre 2010, le ministère des Ressources naturelles a publié des directives techniques sur la Charte canadienne des droits environnementaux à des fins de consultation publique. Après une période de consultation publique de 90 jours, le ministère des Ressources naturelles proposera que le gouvernement adopte officiellement les directives techniques comme normes de sécurité des barrages, par voie d'un avis de politique devant être émis par le cabinet. OPG a des programmes bien établis fondés sur des principes directeurs suivis dans l'industrie. Le risque résiduel demeure autour du fait que la réglementation pourrait en bout de ligne entraîner des dépenses d'améliorations pour plusieurs des installations hydroélectriques d'OPG.

Centrales thermiques

L'opérateur des systèmes ayant exigé des démarrages et des arrêts plus fréquents des centrales thermiques, l'équipement a subi davantage d'usure et de tension, ce qui pourrait entraîner des interruptions fortuites. La conversion des unités alimentées au charbon d'OPG dans le but de les faire fonctionner avec d'autres combustibles comme la biomasse ou le gaz naturel exigera un mécanisme de recouvrement des coûts et la résolution des problèmes techniques, de sécurité et d'achat de combustible.

Dans le plan énergétique et la directive sur l'approvisionnement diversifié, la Province a réaffirmé son engagement visant à éliminer progressivement la production d'électricité à partir du charbon d'ici la fin de 2014. Les centrales alimentées au charbon seront en bonne position pour fournir, au besoin, le volume d'électricité et les services auxiliaires nécessaires. En raison de l'augmentation du nombre de démarrages et d'arrêts visant à donner de la flexibilité au système, l'équipement subit plus d'usure et de tension, ce qui pourrait créer des problèmes de fiabilité. Pour atténuer ce risque, 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. Ces évaluations font partie du système géré des centrales thermiques. 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 le gaz naturel et la biomasse. OPG doit convenir avec l'OEO d'un mécanisme de recouvrement des coûts rattachés à la conversion des unités et à l'électricité produite après la conversion, avant de chercher à obtenir du conseil d'administration l'approbation de procéder à la conversion d'unités. OPG continue également d'évaluer les aspects techniques et touchant la chaîne d'approvisionnement relatifs à la conversion des unités à la biomasse.

Risques liés aux principaux projets de développement

Les risques associés au coût, à l'échéancier et aux aspects techniques des principaux projets de développement pourraient avoir une incidence négative sur le rendement financier d'OPG et, en bout de ligne, sur sa réputation.

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 de ressources importants. OPG pourrait subir certaines conséquences si elle se révélait incapable de gérer ces projets selon les critères établis sur le plan des coûts, de l'échéancier et de la 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 possible des

centrales nucléaires existantes, le projet du tunnel de Niagara, le projet Lower Mattagami 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 en juin 2009. Dans son annonce, le gouvernement de l'Ontario a indiqué que le processus ne constituait pas pour l'Ontario une option appropriée à ce moment. Dans la directive sur l'approvisionnement diversifié rédigée à l'intention de l'OEO en février 2011, le gouvernement de l'Ontario a confirmé son engagement envers la construction de nouvelles installations nucléaires à Darlington ainsi que son engagement à continuer d'utiliser la production nucléaire pour environ 50 % de l'approvisionnement en énergie de l'Ontario. La directive mentionne également que deux nouvelles unités nucléaires seraient achetées pour la centrale Darlington à condition que le prix soit acceptable.

OPG donne suite à deux initiatives en cours, soit le processus d'évaluation environnementale et l'obtention d'un permis visant la préparation d'un emplacement. Le moment où le choix du fournisseur de réacteurs nucléaires sera fait reste incertain. Si un fournisseur de réacteurs nucléaires était choisi, OPG pourrait mieux cerner les risques associés au projet.

Remise en état de la centrale Darlington

La remise en état de la centrale nucléaire de Darlington devrait en prolonger la durée de vie d'environ 30 ans. Si les objectifs de la remise en état n'étaient pas atteints, cela pourrait entraîner d'autres interruptions et limiter la durée de vie utile après remise en état de la centrale. Afin d'atténuer ce risque, et dans le cadre du processus de planification initiale du projet, les composantes de tous les principaux systèmes de la centrale ont été inspectées. Cette inspection consistait à évaluer l'état actuel des systèmes et à déterminer les travaux à exécuter pendant les interruptions prévues pour la remise en état. Les travaux de base de remise en état portent également 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.

Selon les prévisions de conception initiale, les unités de la centrale Darlington devraient atteindre leur fin de vie nominale entre 2018 et 2020. La première interruption prévue pour la remise en état de la centrale Darlington pourrait être devancée d'un an pour avoir lieu en 2015 puisque la fin de vie de la centrale est plus proche que prévu. De plus, en attendant le début de la remise en état des unités suivantes, l'unité pourrait être improductive. OPG cherchera à optimiser le calendrier de remise en état de façon à minimiser au maximum la durée d'indisponibilité.

Tunnel de Niagara

Les activités minières du tunnelier se déroulent comme prévu et le tunnelier a progressé de 9 152 mètres (90 % 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 est en retard sur l'échéancier, ce qui ne devrait pas retarder l'achèvement du projet. L'installation des deux tiers supérieurs du revêtement en béton a commencé en mai 2010 et progresse en avance sur l'échéancier.

Les coûts et le calendrier des travaux d'excavation du tunnel et d'installation du revêtement sont toujours incertains. Les facteurs qui contribuent à ces incertitudes comprennent les conditions souterraines difficiles et les activités visant à rétablir la forme du tunnel. Les marges pour ces imprévus ont été incluses dans l'estimation des coûts et l'échéancier, et l'entrepreneur a affecté des ressources additionnelles pour réaliser les activités de rétablissement de la forme du tunnel afin de ne pas modifier l'échéancier d'exécution du projet. Les bris de pièces d'équipement importantes sont aussi un facteur de risque. Pour atténuer ce risque et réduire au minimum les retards éventuels, 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.

D'autres incertitudes entourent également les activités du projet qui n'ont pas encore commencé, comme le coulage du béton précontraint. Des marges pour imprévus 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. L'entrepreneur a mis en œuvre des programmes 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.

Projet Lower Mattagami

La construction du projet Lower Mattagami a débuté en juin 2010 et les installations devraient être fonctionnelles en juin 2015. Les principaux risques qui planent sur les coûts et l'échéancier du projet comprennent les problèmes juridiques possibles ou les blocus que pourraient lever des groupes opposés aux divers aspects de l'exécution du projet, les travaux révélant des découvertes au cours de la construction et les conditions géotechniques inconnues. Les risques ont été atténués grâce à l'embauche d'un entrepreneur compétent

pour la construction du projet, à l'ajout de marges pour imprévus dans les coûts et l'échéancier, à l'invitation de la bande de la Première nation Moose Cree à participer à titre de partenaire dans le projet, aux communications régulières entretenues avec les groupes autochtones dans le but d'apaiser les préoccupations en lien avec le projet, et à l'exécution d'un programme géotechnique complet.

Autres projets de développement

Pour les projets qui en sont aux étapes initiales, 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, dans un scénario extrême, 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.

Ces projets pourraient aussi faire face à une augmentation des coûts de l'équipement et de la construction, ce qui pourrait compromettre leur viabilité économique. OPG surveille continuellement les tendances des coûts de ces intrants de production afin d'être informée des problèmes nouveaux. OPG veille à gérer et à limiter toute hausse des coûts, lorsque cela est possible, par des stratégies appropriées d'attribution de contrats.

RISQUES FINANCIERS

OPG est exposée à un certain nombre de risques individuels liés au marché financier qui pourraient avoir une incidence défavorable sur son rendement financier et son exploitation.

OPG est exposée à un certain nombre de risques liés au marché financier, un bon nombre découlant 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 aussi 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. Le risque résiduel d'incidence négative sur les résultats financiers continue d'exister en raison de la volatilité du marché financier et des marchés des marchandises qui rejailit sur les Fonds nucléaires.

Marchés des marchandises

Les variations du prix du marché de l'électricité ou des combustibles servant à produire l'électricité pourraient avoir des répercussions négatives sur le bénéfice et le flux de trésorerie d'exploitation d'OPG.

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 aussi partiellement atténué par le compte d'écarts des coûts du combustible nucléaire qui a été autorisé par la CEO dans sa décision à l'égard des tarifs réglementés d'OPG. L'utilisation du solde dans le compte d'écarts est conditionnelle à l'approbation par la CEO.

Les revenus d'OPG provenant de ses actifs non réglementés 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 prix du marché au comptant sur la marge brute. En 2011, un changement de 1 \$/MWh du prix moyen annuel prévu de l'électricité sur le marché au comptant aurait une incidence d'environ 16 millions de dollars sur la marge brute d'OPG.

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

	2011	2012	2013
Production estimative couverte ¹	78 %	79 %	78 %
Besoins en combustible estimatifs couverts ²	75 %	65 %	57 %
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 et les conventions avec la SIERE, la SFIEO, et 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 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 Fonds de déclasserment et le Fonds pour combustible irradié comprennent des placements dans des titres à revenu fixe et des placements dans des titres de capitaux propres nationaux et internationaux. Ces fonds sont gérés dans le but de produire un rendement suffisant pour répondre aux obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclasserment d'installations. OPG ne cote actuellement pas au Fonds de déclasserment puisque ce dernier a été entièrement capitalisé au moment de l'approbation du dernier plan de référence de l'ONFA. L'approbation probable, en 2011, d'un nouveau plan de référence de l'ONFA, amènera la détermination des cotisations futures d'OPG en cas de sous-capitalisation du Fonds au moment de l'approbation du nouveau plan.

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'IPC de l'Ontario, pour les premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié. Par conséquent, une variation de la valeur du fonds, résultant de fluctuations des marchés financiers, liée à la première tranche de 2,23 millions de grappes n'a pas d'incidence sur le bénéfice d'OPG.

Au 31 décembre 2010, OPG avait fait des cotisations totales d'environ 177 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 L.P. dépend du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce créé par la CEO. Le compte d'écarts atténue partiellement le risque de marché pour les Fonds nucléaires, car il englobe les écarts entre le rendement réel et le rendement prévu des Fonds nucléaires, dans la mesure où ils se rapportent aux centrales nucléaires louées à

Bruce Power L.P. Le rendement prévu désigne le rendement approuvé par la CEO dans l'établissement des prix réglementés pour la production nucléaire. L'utilisation du solde présent dans le compte d'écarts est conditionnelle à l'approbation par la CEO.

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. Le régime de retraite agréé d'OPG est un régime contributif à prestations déterminées, indexé pour tenir compte de l'inflation et couvrant la plupart des employés et des retraités.

Les cotisations au régime de retraite agréé 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 a versé en 2010 des cotisations annuelles d'environ 270 millions de dollars au régime de retraite. La prochaine évaluation du régime de retraite agréé d'OPG devra être effectuée en date du 1^{er} janvier 2011 au plus tard et déposée au plus tard le 30 septembre 2011. Le montant des cotisations pour 2011 dépendra d'un certain nombre de facteurs, y compris la valeur des actifs de la caisse de retraite au 1^{er} janvier 2011 et les changements dans les hypothèses actuarielles.

Les coûts et 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 du régime de retraite agréé, 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 coûts et obligations d'OPG au titre des régimes de retraite et des prestations au titre des avantages complémentaires de retraite ainsi que les cotisations d'OPG aux régimes de retraite pourraient être considérablement touchés dans l'avenir par : la situation actuelle de capitalisation des régimes de retraite ou d'autres régimes d'avantages; des modifications notables des hypothèses par suite de fluctuations sur les marchés des capitaux; les gains et pertes actuariels;

une modification des avantages; des changements dans l'environnement réglementaire, y compris des modifications éventuelles aux dessaisissements en vertu de la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario); et l'incertitude quant à l'exactitude de l'évaluation actuarielle.

Marchés de change et de taux d'intérêt

Les bénéfices et les flux de trésorerie d'OPG peuvent être touchés par des fluctuations du dollar américain relativement au dollar canadien et par les taux d'intérêt en vigueur pour ses programmes d'emprunts et de placements à court terme.

Les résultats financiers d'OPG sont exposés au risque de 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 2010, OPG avait des swaps de taux d'intérêt en cours d'un notionnel de 375 millions de dollars.

Négociation

Les activités de négociation d'OPG pourraient avoir une incidence négative sur son rendement financier.

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 2010, l'utilisation de la VaR a fluctué dans une fourchette allant de 0,1 million de dollars à 0,4 million de dollars, alors qu'elle se situait entre 0,5 million de dollars et 2,6 millions de dollars pour 2009.

Crédit

La détérioration du crédit des contreparties et la non-rentabilité des fournisseurs pourraient avoir des répercussions négatives sur le bénéfice et le flux de trésorerie d'exploitation d'OPG.

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, associé aux activités de transaction et de négociation de l'électricité au 31 décembre 2010 :

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	24	26	4	18
Qualité inférieure	5	6	1	5
SIERE ⁴	1	420	1	420
Total	30	452	6	443

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, de 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 768 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 et de 854 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

Liquidités

Renforcer les exigences en matière de liquidités peut avoir des répercussions sur les projets de dépenses en immobilisations et les programmes de maintenance d'OPG.

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, les cotisations aux régimes de retraite, les paiements des avantages complémentaires de retraite et des autres régimes d'avantages 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.

Obligations liées aux déchets nucléaires

L'estimation des coûts de base pour les obligations liées aux déchets nucléaires est fondée sur des hypothèses, notamment des hypothèses qui comportent de l'incertitude sur la fin de vie des centrales et sur le volume des déchets nucléaires.

OPG est responsable de la gestion du combustible nucléaire irradié, des déchets de faible activité et de moyenne activité et du déclassement éventuel de toutes ses centrales nucléaires, y compris les centrales louées à Bruce Power L.P., comme l'exige la CCSN. En vertu de règles et règlements variés, OPG doit fournir l'estimation des coûts associés à ses obligations au titre de la gestion des déchets nucléaires et du déclassement. Ces estimations de coûts sont fondées sur de nombreuses hypothèses sous-jacentes, y compris des hypothèses qui comportent une incertitude quant à la fin de vie des centrales et au volume des déchets nucléaires. Afin d'atténuer cette incertitude, OPG a entrepris d'examiner les hypothèses sous-jacentes et les estimations des coûts de base au moins une fois tous les cinq ans. Certaines hypothèses sous-jacentes, comme la fin de vie des centrales et le volume prévu des déchets nucléaires, sont examinées et mises à jour chaque année, les changements étant évalués pour en connaître l'incidence sur les passifs. Les changements qui touchent des décisions opérationnelles, comme les décisions de remise en état et de fermeture prématurée d'unités, sont examinés au moment où ils se présentent, et OPG utilise les renseignements existants sur

les coûts de base pour évaluer les incidences sur le solde des passifs nucléaires. Si des changements de situations étaient évalués comme étant importants, une nouvelle évaluation anticipée des coûts de base pourrait être effectuée avant la fin de la période de cinq ans.

RISQUES LIÉS À LA RÉGLEMENTATION

OPG est assujettie à un grand nombre de lois et de règlements fédéraux et provinciaux qui ont une incidence sur ses activités et sa situation financière.

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 bénéfices 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

Il est possible que la CEO ne permette pas le recouvrement, au moyen des tarifs réglementés, de tous les frais engagés au titre des activités à tarifs réglementés, et il est possible que les tarifs réglementés établis par la CEO à partir d'une prévision du coût du service ne couvrent pas tous les coûts réellement engagés.

Les tarifs de l'électricité produite par la plupart des installations hydroélectriques de base d'OPG et la totalité de ses installations nucléaires sont actuellement 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 tarifaire de la CEO. Comme c'est le cas pour tous les tarifs réglementés établis au moyen de la méthode fondée sur une prévision du coût 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 du *Règlement de l'Ontario 53/05*, en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*. Ces estimations et hypothèses sont examinées dans le cadre du processus réglementaire de la CEO. Au cours du deuxième trimestre de 2010, OPG a déposé une demande auprès de la CEO afin que les nouveaux tarifs réglementés prennent effet le 1^{er} mars 2011 et a également demandé une approbation pour recouvrer les soldes dans les comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2010. À la date du présent rapport de gestion, la CEO n'avait pas encore rendu de décision à l'égard de la demande d'OPG et avait déclaré les tarifs réglementés actuels comme étant provisoires, avec prise d'effet le 1^{er} mars 2011, comme il en est question à la rubrique *Faits nouveaux*. La CEO doit rendre sa décision sur la demande d'OPG en mars 2011.

Exigences de la réglementation nucléaire

Un parc de centrales nucléaires désuètes ou une modification des codes techniques ou des lois peut augmenter le risque de non-conformité aux exigences réglementaires en matière de production 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 perspectives commerciales d'OPG pourraient être touchées négativement par de nombreux risques d'entreprise, y compris les risques liés aux ressources humaines, à la santé et la sécurité, aux facteurs environnementaux et à la réputation de l'entreprise.

Les principaux risques qui pourraient avoir 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

La situation financière d'OPG pourrait subir l'incidence d'une pénurie de ressources humaines compétentes ou ayant les compétences adéquates pour ses besoins opérationnels.

OPG continue d'être exposée au risque associé à la disponibilité de ressources compétentes et expérimentées. Afin de limiter l'incidence de ce risque, OPG s'est engagée dans un effort de planification de la main-d'œuvre à l'échelle de l'entreprise et a établi un processus de surveillance continu afin d'évaluer les risques, les problèmes et les occasions de recrutement de façon régulière. OPG continue également de mettre l'accent sur les programmes de planification de la relève, de développement du leadership et de conservation du savoir afin d'améliorer les compétences de sa main-d'œuvre.

La convention collective conclue entre la Société et le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique est en vigueur jusqu'au 31 mars 2012 alors que celle conclue avec la Society of Energy Professionals a pris fin le 31 décembre 2010. Des négociations pour conclure une nouvelle convention collective ont été entreprises entre OPG et la Society of Energy Professionals, mais ont abouti à une impasse à la mi-novembre 2010. Le processus de médiation-arbitrage s'est terminé en janvier 2011 et au début de février 2011, l'arbitre a formulé une décision arbitrale exécutoire exposant les changements à apporter en vue du renouvellement de la convention. La nouvelle convention collective conclue avec la Society of Energy Professionals prendra fin le 31 décembre 2012. Les conventions collectives conclues entre la Société et ses syndicats de la construction, négociées directement ou avec l'aide de l'EPSCA, ont pris fin le 30 avril 2010. À l'heure actuelle, 17 conventions ont été conclues et ratifiées. Des négociations sont actuellement en cours ou sont prévues avec cinq autres syndicats de la construction.

Santé et sécurité

Le programme de contrôle des risques et de gestion de la sécurité d'OPG est conçu pour gérer efficacement les risques de sécurité dans les secteurs à risque élevé.

Il existe, chez OPG, une solide culture de la sécurité, démontrée par l'amélioration continue du programme de contrôle des risques et de gestion de la sécurité. 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

OPG met sur pied diverses activités d'assurance et de gestion des risques afin de gérer les risques pour sa réputation.

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

L'engagement d'OPG visant à maximiser le rendement de l'investissement des consommateurs dans les actifs d'OPG pourrait faire concurrence à l'obligation des actionnaires de réagir sur une foule de questions.

La Province détient la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de la Société. Par conséquent, la Province détermine la composition du conseil d'administration de la Société et peut exercer une influence directe sur les grandes décisions. Les intérêts d'OPG et les intérêts plus étendus de la Province peuvent être contradictoires avec l'obligation de la Province 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 pourrait ne pas être capable de livrer concurrence avec succès dans les marchés interconnectés en raison de facteurs du marché et de contraintes liées à l'exploitation ou à la réglementation sur les réseaux de transport et de distribution.

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 par OPG d'un permis de la Federal Energy Regulatory Commission; et les coûts pour se conformer aux normes environnementales imposées par ces marchés.

Ententes de location et partenariats

Le rendement financier d'OPG pourrait s'en ressentir si les risques liés aux contrats de location et aux partenariats devaient se réaliser.

OPG a loué ses centrales nucléaires Bruce à Bruce Power L.P. 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 de location des centrales 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 de location des centrales 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 consolidés. En raison d'une réduction du PHEO moyen futur prévu au cours de 2010, la juste valeur du dérivé constituant un passif a augmenté pour s'établir à 163 millions de dollars en 2010, comparativement à 118 millions de dollars en 2009. Le risque demeurera jusqu'à ce que les unités 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 pour la production des installations nucléaires et sont visés par le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Technologies de l'information

La capacité d'OPG de mener ses activités de manière efficace dépend de la gestion de systèmes de TI fiables et de leur maintien. Des pannes des systèmes de TI pourraient avoir une incidence négative sur OPG.

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.

Fournisseurs

Si les fournisseurs stratégiques faillaient à leurs engagements ou s'il était impossible de diversifier la liste de fournisseurs, les résultats financiers et la réputation d'OPG pourraient être touchés négativement.

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

La poursuite des activités d'OPG et la sécurité de ses diverses parties prenantes sont exposées aux effets possibles des incidents et situations imprévisibles comme les catastrophes naturelles et les accidents.

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.

Demande et offre d'électricité

La production d'OPG pourrait être supplantée si des sources d'énergie renouvelable, avec l'encouragement de la Loi sur l'énergie verte, entraînent sur le marché.

La Loi sur l'énergie verte devrait assurer la fourniture d'une importante quantité d'électricité additionnelle à partir de sources d'énergie renouvelable. L'ajout potentiel par d'autres producteurs de quantités importantes de sources d'énergie renouvelable non acheminables pourrait avoir une incidence sur les activités futures d'OPG.

Une demande primaire plus basse que prévu conjuguée à l'augmentation des sources de production de base pourraient générer une production de base excédentaire, ce qui pourrait forcer OPG à procéder à des déversements d'eau à ses centrales hydroélectriques et à réduire la production de ses centrales nucléaires. Une situation de production de base excédentaire pourrait entraîner une baisse des revenus d'OPG.

Une production de base excédentaire est prévue dans le marché de l'électricité de l'Ontario en 2011. L'étendue de cette situation dépendra de divers facteurs, comme la demande d'électricité, la quantité d'énergie renouvelable produite et les conditions météorologiques et hydrologiques. Les projections actuelles de la SIERE pour 2012 indiquent que davantage de nouvelles sources d'énergie renouvelable devraient être mises en service, ce qui suggère que les situations de production de base excédentaire pourraient se reproduire dans le futur. La SIERE travaille avec des parties prenantes pour évaluer comment gérer les situations de production de base excédentaire à partir de maintenant et pour régler les questions d'exploitation éventuelles futures liées au nombre croissant de sources d'énergie renouvelable qui devraient être mises en service au cours des prochaines années.

Les prix du marché demeurent bas et devraient remonter modérément dans un avenir prévisible.

Collectivités des Premières nations et des Métis

L'issue des négociations avec les collectivités des Premières nations et des Métis en Ontario dépend de nombreux facteurs comme la législation et les précédents créés par les décisions des tribunaux.

Les droits des peuples autochtones et les droits issus de traités visant les collectivités autochtones sont reconnus et maintenus dans la Loi constitutionnelle de 1982. OPG peut faire l'objet de plaintes des collectivités des Premières nations et des Métis et d'autres groupes et personnes autochtones suscitées par les aménagements d'installations de production, l'exploitation passée d'Ontario Hydro en lien avec les titres ou les droits des Premières nations ou des Métis, ou l'absence de permis, de droits de passage, de servitudes ou de droits similaires liés aux terres détenues par les Premières nations en vertu de la Loi sur les Indiens (Canada) et d'autres résolutions de griefs historiques. Les précédents créés par les décisions des tribunaux peuvent aussi avoir une incidence sur les négociations et la résolution de griefs historiques.

OPG a une politique sur les relations avec les autochtones qui définit son engagement de nouer et d'entretenir des relations positives avec les collectivités des Premières nations et des Métis. OPG a réussi à résoudre certains griefs historiques. Cependant, l'issue des négociations en cours et futures avec les collectivités des Premières nations et des Métis dépend d'un certain nombre de facteurs, y compris les lois et règlements, 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.

RAPPORT DE GESTION

RISQUES ENVIRONNEMENTAUX

OPG peut être assujettie à des amendes, à des pénalités et à des réclamations si elle ne se conforme pas aux lois environnementales applicables. Des changements dans les règlements environnementaux peuvent mener à la non-conformité de certaines activités existantes, à l'incapacité possible de se conformer, à des responsabilités éventuelles et à des coûts pour OPG.

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 mettait 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, l'OEO 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 :

(en millions de dollars)	Revenus 2010	Charges	Revenus 2009	Charges
Hydro One				
Ventes d'électricité	18	–	20	–
Services	–	16	–	13
Province d'Ontario				
Frais sur les revenus bruts et les droits d'utilisation de l'eau et impôt foncier	–	116	–	146
Garanties	–	7	–	4
Garantie du taux de rendement du Fonds pour combustible irradié	–	186	–	493
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts et impôt foncier de remplacement	–	208	–	224
Intérêts débiteurs sur les effets à long terme	–	203	–	210
Impôts sur le capital	–	11	–	31
Impôts sur les bénéfices, déduction faite des crédits d'impôt à l'investissement	–	77	–	199
Entente de soutien d'urgence	258	–	412	–
Infrastructure Ontario				
Remboursement des charges engagées durant l'approvisionnement de nouvelles unités de production nucléaire	–	3	–	21
SIERE				
Ventes d'électricité	4 215	27	4 434	31
Rabais associé à la limite de revenus	–	–	(27)	–
Services auxiliaires	61	–	153	–
OEO	142	–	45	–
	4 694	854	5 037	1 372

Au 31 décembre 2010, les débiteurs comprenaient une somme de 3 millions de dollars (2 millions de dollars en 2009) à recevoir de Hydro One, une somme de 129 millions de dollars (189 millions de dollars en 2009) à recevoir de la SIERE, et une somme de 22 millions de dollars (6 millions de dollars en 2009) à recevoir de l'OEO. Les créiteurs et les charges à payer au 31 décembre 2010 comprenaient un montant de 2 millions de dollars (3 millions de dollars en 2009) à payer à Hydro One et un montant de 3 millions de dollars (21 millions de dollars en 2009) à payer à Infrastructure Ontario.

Information sur la gouvernance et sur le comité d'audit et des finances

L'information à fournir sur la gouvernance et sur le comité d'audit et des finances est comprise dans la Notice annuelle de 2010 d'OPG.

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 2010. 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 2010.

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 audité)	Trimestres terminés les 31 décembre	
	2010	2009
Ventes de la production réglementée	848	851
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des instruments de couverture	156	208
Comptes d'écarts	55	250
Divers	265	81
Revenus	1 324	1 390
Charges liées au combustible	185	261
Marge brute	1 139	1 129
Exploitation, maintenance et administration	723	725
Amortissement	178	210
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	165	158
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(200)	(134)
Restructuration	2	—
Impôt foncier et impôt sur le capital	14	12
Bénéfice avant autres gains et pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	257	158
Autres pertes (gains)	6	(8)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	251	166
Intérêts débiteurs, montant net	46	55
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	205	111
Charge d'impôts	3	44
Bénéfice net	202	67

Revenus

Les revenus se sont établis à 1 324 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 décembre 2010 comparativement à 1 390 millions de dollars pour la période correspondante de 2009. La diminution de 66 millions de dollars est principalement attribuable à la baisse de la production du secteur de la production hydroélectrique non réglementée et à la diminution des revenus en lien avec l'entente de soutien d'urgence conclue avec la SFIEO, laquelle assure la fiabilité et la disponibilité continues des centrales Nanticoke et Lambton d'OPG, comparativement à la période correspondante de 2009. Cette diminution des revenus au quatrième trimestre de 2010, comparativement à la période correspondante de 2009, a été en partie compensée par l'augmentation des revenus attribuable à la centrale Lennox à la suite de la convention de recouvrement des coûts finalisé en avril 2010.

En vertu du contrat de location des centrales Bruce, les revenus tirés du contrat sont réduits chaque année civile où le PHEO moyen chute sous les 30 \$/MWh et si certaines autres conditions sont respectées. Comme le PHEO moyen a été supérieur à 30 \$/MWh en 2010, les revenus tirés du contrat de location des centrales Bruce en 2010 n'ont pas été ajustés. En 2009, le PHEO moyen a été inférieur à 30 \$/MWh et les revenus tirés du contrat de location des centrales Bruce ont, par conséquent, été réduits de 69 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009. La réduction conditionnelle des revenus dans l'avenir, prévue dans le contrat de location des centrales 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 consolidés. En raison d'une augmentation du PHEO moyen futur prévu au cours du quatrième trimestre de 2010, la juste valeur du dérivé constituant un passif a diminué de 2 millions de dollars. En 2009, la diminution totale du PHEO moyen futur prévu de 118 millions de dollars a été comptabilisée au quatrième trimestre de 2009. Tous les changements aux revenus tirés du contrat pour 2010 et 2009 ont été contrebalancés par l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Charges liées au combustible

Les charges liées au combustible ont été de 185 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 décembre 2010, comparativement à 261 millions de dollars pour la période correspondante de 2009. La baisse de 76 millions de dollars est imputable en grande partie à la diminution de la production d'électricité des centrales thermiques d'OPG et à l'effet de la diminution des ajustements apportés aux contrats d'achat de charbon. Les variations des prix du combustible et des coûts liés aux combustibles pour les centrales Nanticoke et Lambton ont été contrebalancées en majeure partie par les modifications apportées à l'entente de soutien d'urgence conclue avec la SFIEO, laquelle a des incidences sur les revenus.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2010, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont élevées à 723 millions de dollars, comparativement à 725 millions de dollars pour la période correspondante de 2009. La baisse de 2 millions de dollars résulte principalement d'une diminution des travaux de maintenance aux centrales nucléaires et 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. Cette baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration a été partiellement contrebalancée par la hausse des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, comparativement au trimestre correspondant de 2009.

Amortissement

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2010, la dotation aux amortissements s'est élevée à 178 millions de dollars comparativement à 210 millions de dollars pour la période correspondante de 2009. Cette baisse au cours du quatrième trimestre de 2010, comparativement au trimestre correspondant de 2009, reflète surtout l'incidence de la prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire Darlington jusqu'en 2051 après qu'OPG ait annoncé au début de 2010 le lancement de la phase de définition de la remise en état de la centrale.

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 2010, avant l'incidence atténuante du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce, a atteint 271 millions de dollars, une hausse de 144 millions de dollars en regard du rendement de 127 millions de dollars enregistré au quatrième trimestre de 2009. L'augmentation du rendement des Fonds nucléaires est principalement attribuable à un meilleur rendement du Fonds de déclassement en raison d'une amélioration des conditions du marché au cours du quatrième trimestre de 2010, comparativement au trimestre correspondant de 2009, et à un meilleur rendement du Fonds pour combustible irradié en raison d'une hausse de l'IPC de l'Ontario en 2010, qui a eu une incidence sur le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié. Au cours du quatrième trimestre de 2010, OPG a comptabilisé une réduction de 71 millions de dollars de l'actif réglementaire du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce, contre un ajout de 7 millions de dollars en 2009, ce qui a entraîné une baisse du rendement total des Fonds nucléaires.

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 découlant de la production acquittés au moyen des tarifs réglementés, ainsi que le prix horaire du marché au comptant de l'Ontario par secteur de production d'électricité isolable pour les exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009 se sont établis comme suit :

(¢/kWh)	Trimestres terminés les 31 décembre	
	2010	2009
Prix horaire moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario	3,3	3,1
Production nucléaire réglementée	5,5	5,5
Production hydroélectrique réglementée	3,7	3,7
Production hydroélectrique non réglementée	3,3	3,2
Production thermique non réglementée	3,2	3,4
Prix de vente moyens d'OPG acquittés au moyen des tarifs réglementés et des prix du marché au comptant ¹	4,6	4,5

¹ Excluent d'autres revenus tirés de l'énergie surtout des ententes de recouvrement des coûts aux centrales Nanticoke, Lambton et Lennox. Si les montants de ces ententes avaient été inclus, les prix de vente moyens d'OPG pour les quatrièmes trimestres de 2010 et 2009 auraient été de respectivement 5,1 ¢/kWh et 5,0 ¢/kWh.

La baisse des prix de vente moyens dans le secteur de la production thermique non réglementée pour le trimestre terminé le 31 décembre 2010 par rapport à la période correspondante de 2009 est surtout imputable à la baisse en 2010 de la production au cours des périodes de pointe, comparativement à 2009.

L'augmentation des prix de vente moyens d'OPG dans les secteurs de la production hydroélectrique non réglementée pour le trimestre terminé le 31 décembre 2010 par rapport à la période correspondante de 2009 est surtout imputable à l'incidence de la hausse des prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario.

PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

(TWh)	Trimestres terminés les 31 décembre	
	2010	2009
Production nucléaire réglementée	12,4	12,4
Production hydroélectrique réglementée	4,7	4,8
Production hydroélectrique non réglementée	3,6	4,0
Production thermique non réglementée	1,0	2,2
Total de la production d'électricité	21,7	23,4

Le volume total des ventes d'électricité pour le trimestre terminé le 31 décembre 2010 s'est établi à 21,7 TWh, comparativement à 23,4 TWh pour la période correspondante de 2009. La baisse résulte d'une diminution de la production d'électricité par les centrales hydroélectriques et thermiques d'OPG.

Au cours des quatrièmes trimestres de 2010 et 2009, la demande primaire d'électricité en Ontario a été de 34,9 TWh.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour le trimestre terminé le 31 décembre 2010 se sont établis à 130 millions de dollars, comparativement à des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation de 238 millions de dollars pour la période correspondante de 2009. Cette diminution du flux de trésorerie a été contrebalancée en majeure partie par des rentrées moins élevées résultant d'une baisse des revenus de production.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement au cours du trimestre terminé le 31 décembre 2010 ont atteint 280 millions de dollars comparativement à 234 millions de dollars pour la période correspondante de 2009. La hausse des activités d'investissement tient surtout à la hausse des dépenses en immobilisations pour le projet Lower Mattagami, le projet de remise en état de la centrale Darlington, partiellement contrebalancé par la vente du PCAA au cours du quatrième trimestre de 2010, et la diminution des dépenses en immobilisations pour le projet Upper Mattagami et Hound Chute et d'autres initiatives hydroélectriques.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour le trimestre terminé le 31 décembre 2010 se sont établis à 88 millions de dollars contre 22 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 décembre 2009. La hausse des flux de trésorerie s'explique par l'émission de titres d'emprunt à long terme pour financer le tunnel de Niagara et l'émission de papier commercial pour le projet Lower Mattagami, compensée en partie par le remboursement de dettes au cours du trimestre.

RAPPORT DE GESTION

Faits saillants financiers trimestriels

Les tableaux qui suivent présentent les principales informations financières tirées des états financiers consolidés intermédiaires non audités 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 audité)	Trimestres de 2010 terminés le				Total
	31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	
Revenus après le rabais associé à la limite de revenus	1 324	1 396	1 211	1 444	5 375
Bénéfice net (perte nette)	202	333	(29)	143	649
Résultat net par action	0,79 \$	1,29 \$	(0,11) \$	0,56 \$	2,53 \$

(en millions de dollars) (non audité)	Trimestres de 2009 terminés le				Total
	31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	
Revenus après le 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 audité)	Trimestres de 2008 terminés le				Total
	31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	
Revenus après le 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 \$

Bilan aux 31 décembre

(en millions de dollars)	2010	2009	2008
Total de l'actif	29 577	27 584	25 579
Total du passif à long terme	20 178	18 180	17 177
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 :

- 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 et de 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 réglementée, 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'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce qui absorbe la partie des pertes des Fonds nucléaires qui se rapporte aux centrales nucléaires louées à Bruce Power L.P.
- 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 nets de location des centrales Bruce.

- Baisse des bénéfices de 25 millions de dollars au premier trimestre de 2010 par suite de la comptabilisation des coûts des indemnités de départ liées à la décision de fermer deux unités alimentées au charbon à chacune des centrales alimentées au charbon Lambton et Nanticoke.
- Augmentation des bénéfices de 102 millions de dollars au deuxième trimestre de 2010 attribuable à la diminution de la charge d'impôts, découlant surtout d'une réduction des passifs d'impôts par suite de la résolution d'un certain nombre d'incertitudes fiscales liées à la conclusion de contrôles fiscaux d'années d'imposition antérieures.

Mesures supplémentaires des résultats

En plus de présenter le bénéfice net selon les PCGR du Canada, le rapport de gestion, les états financiers consolidés audités aux 31 décembre 2010 et 2009 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 les investisseurs	416-592-6700 1-866-592-6700 investor.relations@opg.com
----------------------------------	--

Relations avec les médias	416-592-4008 1-877-592-4008
---------------------------	--------------------------------

www.opg.com
www.sedar.com

Responsabilité de la direction à l'égard de 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 d'audit 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 l'audit des contrôles internes. Ces contrôles et ces audits 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 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 2010. 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 d'audit et des finances, 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 audités par Ernst & Young S.r.l./S.E.N.C.R.L., auditeurs indépendants nommés par le conseil d'administration. Le rapport des auditeurs précise les responsabilités des auditeurs et l'étendue de leur audit et leur opinion sur les états financiers consolidés d'OPG. Les auditeurs indépendants, comme il a été confirmé par le comité d'audit et des finances, ont eu un accès direct et sans restriction au comité d'audit et des finances, avec et sans la présence des membres de la direction, pour discuter de l'audit 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 2011

Rapport des auditeurs indépendants

À L'ACTIONNAIRE D'ONTARIO POWER GENERATION INC.

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints d'Ontario Power Generation Inc., qui comprennent les bilans consolidés aux 31 décembre 2010 et 2009, et les états consolidés des résultats, des flux de trésorerie, des variations des capitaux propres et du résultat étendu pour les exercices clos à ces dates, ainsi qu'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité des auditeurs

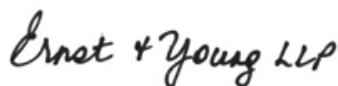
Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève du jugement des auditeurs, et notamment de leur évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, les auditeurs prennent en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Opinion

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière d'Ontario Power Generation Inc. aux 31 décembre 2010 et 2009, ainsi que de ses résultats d'exploitation et de ses flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada.



Toronto, Canada
Le 4 mars 2011

ERNST & YOUNG s.r.l./s.e.n.c.r.l.
Comptables agréés
Experts-comptables autorisés

États des résultats consolidés

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2010	2009
Revenus (note 19)		
Revenus avant le rabais associé à la limite de revenus	5 375	5 640
Rabais associé à la limite de revenus (note 17)	–	(27)
	5 375	5 613
Charges liées au combustible (note 19)	908	991
Marge brute (note 19)	4 467	4 622
Charges (note 19)		
Exploitation, maintenance et administration	2 903	2 882
Amortissement (note 6)	698	760
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (note 10)	660	634
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 10)	(668)	(683)
Impôt foncier et impôt sur le capital	77	86
Restructuration (note 26)	27	–
	3 697	3 679
Bénéfice avant ce qui suit :	770	943
Autres pertes et (gains) (notes 4 et 18)	5	(10)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	765	953
Intérêts débiteurs, montant net (note 9)	176	185
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	589	768
Charge (recouvrement) d'impôts (note 11)		
Exigibles	(67)	51
Futurs	7	94
	(60)	145
Bénéfice net	649	623
Résultat de base et dilué par action ordinaire (en dollars)	2,53	2,43
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)	2010	2009
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	649	623
Ajustements pour les éléments hors caisse :		
Amortissement (note 6)	698	760
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (note 10)	660	634
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (notes 10 et 19)	(668)	(683)
Charge de retraite (note 12)	125	69
Avantages complémentaires de retraite et régimes de retraite complémentaires (note 12)	202	180
Impôts futurs et autres charges à payer (note 11)	(89)	88
Provision pour autres passifs	20	–
Provision pour restructuration (note 26)	27	–
Évaluation à la valeur du marché des instruments dérivés	41	16
Provision pour combustible nucléaire irradié	41	35
Actifs et passifs réglementaires (note 7)	(222)	(429)
Autres pertes et (gains) (note 18)	5	(10)
Divers	(2)	29
	1 487	1 312
Cotisations aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 10)	(264)	(339)
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires (note 10)	(181)	(189)
Remboursement des dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires (note 10)	100	104
Cotisations à la caisse de retraite (note 12)	(272)	(271)
Charge au titre des avantages complémentaires de retraite et des régimes de retraite complémentaires (note 12)	(82)	(81)
Rabais associé à la limite de revenus (note 17)	–	(112)
Dépenses de restructuration (note 26)	(12)	–
Variation nette des autres actifs et passifs à long terme	(6)	111
Variation nette des soldes du fonds de roulement hors caisse (note 24)	47	(236)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	817	299
Activités d'investissement		
Augmentation des actifs réglementaires (note 7)	–	(2)
Dépenses en immobilisations corporelles et actifs incorporels (notes 6 et 19)	(978)	(752)
Produit tiré de la cession de placements à long terme, montant net (note 4)	33	1
Flux de trésorerie utilisés pour les activités d'investissement	(945)	(753)
Activités de financement		
Émission de titres d'emprunt à long terme (note 8)	1 160	565
Remboursement de la dette à long terme (note 8)	(978)	(359)
Augmentation nette des billets à court terme (note 9)	155	–
Apport en capital par les actionnaires sans contrôle	–	4
Flux de trésorerie provenant des activités de financement	337	210
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	209	(244)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	71	315
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	280	71

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés

Aux 31 décembre		
(en millions de dollars)		
	2010	2009
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	280	71
Débiteurs (note 5)	270	391
Stocks de combustible	734	837
Charges payées d'avance	42	47
Impôts sur les bénéfices et impôt sur le capital à recouvrer	65	45
Impôts futurs (note 11)	73	51
Matières et fournitures (note 19)	85	132
	1 549	1 574
Immobilisations corporelles (notes 6 et 19)		
Immobilisations corporelles	19 654	18 695
Moins : amortissement cumulé	6 099	5 859
	13 555	12 836
Actifs incorporels (notes 6 et 19)		
Actifs incorporels	345	331
Moins : amortissement cumulé	297	279
	48	52
Autres actifs à long terme		
Actifs des régimes de retraite reportés (note 12)	1 146	999
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (notes 10 et 19)	11 246	10 246
Placements à long terme (notes 4 et 22)	30	66
Matières et fournitures à long terme (note 19)	400	388
Actifs réglementaires (note 7)	1 559	1 396
Débiteurs à long terme et autres actifs	44	27
	14 425	13 122
	29 577	27 584

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

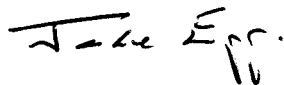
Bilans consolidés

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2010	2009
Passif		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer	762	933
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (note 8)	385	978
Billets à court terme à payer (note 9)	155	–
Tranche des revenus constatés d'avance échéant à moins d'un an	12	12
	1 314	1 923
Dette à long terme (note 8)	3 843	3 068
Autres passifs à long terme		
Enlèvement des immobilisations et gestion des déchets nucléaires (notes 10 et 19)	12 704	11 859
Avantages complémentaires de retraite et régimes de retraite complémentaires (note 12)	1 908	1 796
Créditeurs et charges à payer à long terme	525	522
Revenus constatés d'avance	152	130
Impôts futurs (note 11)	798	633
Passifs réglementaires (note 7)	248	172
	16 335	15 112
Part des actionnaires sans contrôle (note 25)	4	4
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 15)	5 126	5 126
Bénéfices non répartis	3 024	2 375
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(69)	(24)
	8 081	7 477
	29 577	27 584

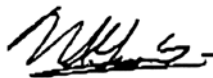
Engagements et éventualités (notes 8, 12, 13 et 16)

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)	2010	2009
Actions ordinaires (note 15)	5 126	5 126
Bénéfices non répartis		
Solde au début de l'exercice	2 375	1 752
Bénéfice net	649	623
Solde à la fin de l'exercice	3 024	2 375
Cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices		
Solde au début de l'exercice	(24)	(49)
Autres éléments du résultat étendu de l'exercice	(45)	25
Solde à la fin de l'exercice	(69)	(24)
Total des capitaux propres à la fin de l'exercice	8 081	7 477

États du résultat étendu consolidés

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2010	2009
Bénéfice net	649	623
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices		
(Perte nette) gain net sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ¹	(39)	32
Reclassement dans le résultat net de gains sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ²	(6)	(7)
Autres éléments du résultat étendu de l'exercice	(45)	25
Résultat étendu	604	648

¹ Déduction faite de recouvrements d'impôts de 1 million de dollars et de charges d'impôts de 2 millions de dollars respectivement pour les exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009.

² Déduction faite de recouvrements d'impôts de 4 millions de dollars et de 3 millions de dollars respectivement pour les exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009.

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009

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 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 de l'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. 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 Société de gestion des déchets nucléaires (« 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 2009 ont été reclassés par rapport aux états financiers antérieurement présentés pour les rendre conformes à la présentation des états financiers consolidés de 2010.

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 d'un an à la date d'achat, sont constatés comme des placements à court terme. Ces instruments sont évalués au coût ou à la valeur 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 2 millions de dollars (1 million de dollars en 2009) à un taux réel moyen de 0,7 % (0,7 % en 2009) 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 fiducies indépendantes, qui achètent des créances, puis émettent des droits dans celles-ci aux investisseurs. Ces opérations sont comptabilisées comme des ventes étant donné que le contrôle sur ces actifs a été 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 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.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009

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 et les actifs incorporels sont comptabilisés 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 pour la plupart 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 2010, les périodes d'amortissement des immobilisations corporelles et des actifs incorporels se présentaient comme suit :

Centrales nucléaires et principales composantes	15 à 59 ans ¹
Centrales thermiques et principales composantes	25 à 48 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 2010, 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 et 2051. 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 étaient 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 des installations nucléaires qu'elle exploite. Depuis le 1^{er} avril 2008, les tarifs réglementés d'OPG pour ces installations réglementées sont déterminés par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »). La CEO a rendu une décision en 2008 qui a établi les tarifs réglementés avec prise d'effet 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.

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.

La décision de la CEO rendue en 2008 sur les tarifs réglementés, la décision de la CEO rendue en mai 2009 sur la motion d'OPG demandant qu'elle revoie et modifie une partie de la décision de 2008, et la décision de la CEO rendue en octobre 2009 sur la demande d'OPG relative à une ordonnance comptable ont autorisé l'établissement de certains comptes d'écarts et de report, y compris les comptes autorisés en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. La décision de 2008 de la CEO autorisait également l'utilisation des soldes antérieurement comptabilisés par OPG dans les comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2007 en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Les comptes d'écarts comptabilisent les écarts entre les coûts et les revenus réels par rapport aux montants prévus correspondants approuvés au moment de l'établissement des tarifs réglementés.

En mai 2010, OPG a déposé une demande auprès de la CEO afin que les nouveaux tarifs réglementés prennent effet le 1^{er} mars 2011 et qu'ils soient fondés sur une méthode axée sur les coûts de prestation du service. La demande comprenait une requête d'OPG quant à l'utilisation des soldes présents dans les comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2010 de même que pour l'établissement et le maintien de ces comptes. Le processus d'audiences publiques relatif à la demande d'OPG s'est terminé le 21 décembre 2010. À la date des présents états financiers consolidés, la CEO n'a pas encore rendu sa décision à l'égard de la demande d'OPG. La décision de la CEO devrait être connue en mars 2011.

L'incidence de la réglementation et des décisions de la CEO sur les conventions de comptabilisation des produits est décrite à la rubrique *Comptabilisation des produits*.

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 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 sont 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. Des intérêts sont appliqués aux soldes réglementaires selon les taux prescrits par la CEO afin de comptabiliser les frais de financement qui devront être recouverts auprès des consommateurs ou remboursés à ces derniers.

Certains actifs et passifs découlant de la réglementation des tarifs sont 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, « Impôts sur les bénéfices », et au chapitre 3475, « Sortie d'actifs à long terme et abandon d'activités », du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« 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, « Principes comptables généralement reconnus » (« 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.

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.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009

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 nucléaires 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 correspond à l'augmentation de la valeur comptable des passifs attribuable au passage du temps et 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.

CONSTATATION 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 depuis le 1^{er} avril 2008 sont fondés sur un tarif réglementé de 5,50 ¢/kWh en vertu de la décision de la CEO rendue en 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 sur des périodes de recouvrement autorisées par la CEO. Avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008, la production hydroélectrique réglementée est vendue selon un tarif fixe de 3,67 ¢/kWh. Dans sa décision de 2008, la CEO a également approuvé un mécanisme incitatif révisé pour la production provenant des installations hydroélectriques réglementées, lequel 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 nette réelle d'énergie multipliée par le prix du marché au comptant. Le tarif réglementé de 3,67 ¢/kWh comprend le recouvrement de soldes réglementaires approuvés de production hydroélectrique selon des périodes de recouvrement autorisées dans la décision de 2008 de la CEO.

En 2009, OPG a déposé une demande d'ordonnance comptable. Dans sa demande, OPG a sollicité le maintien en place de l'avenant tarifaire de 0,20 ¢/kWh pour le recouvrement de soldes réglementaires de production nucléaire 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 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 à l'aide du tarif réglementé pour la production hydroélectrique après 2009.

Dans la demande de nouveaux tarifs réglementés faite en mai 2010, OPG a demandé que la CEO déclare que les tarifs réglementés actuels soient provisoires, avec prise d'effet le 1^{er} mars 2011. Le 17 février 2011, la CEO a émis une ordonnance acquiesçant à cette demande. Cette ordonnance préserve la possibilité pour OPG de recouvrer la différence entre les tarifs réglementés finaux approuvés par la CEO et les tarifs réglementés actuels pour la période s'étalant du 1^{er} mars 2011 à la date de mise en œuvre de l'ordonnance tarifaire définitive de la CEO. La CEO doit rendre sa décision au sujet du recouvrement rétrospectif en même temps que sa décision sur la demande de tarifs d'OPG.

L'électricité provenant des autres actifs de production d'OPG demeure non réglementée et continue de recevoir le prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario, à l'exception des endroits où une convention d'approvisionnement en énergie est en vigueur. La production des centrales Lac Seul et Ear Falls, de la centrale Healey Falls et des centrales Sandy Falls, Wawaitin, Lower Sturgeon et Hound Chute sont toutes assujetties à une Convention d'approvisionnement d'énergie hydroélectrique (« CAEH »). En 2010, OPG a aussi finalisé une CAEH pour le projet de développement des centrales hydroélectriques Lower Mattagami. Les paiements relatifs à la CAEH du projet Lower Mattagami débiteront quand la première unité additionnelle sera mise en service.

Les centrales Lambton et Nanticoke font l'objet d'une entente de soutien d'urgence avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO »). L'entente a été mise en place pour permettre à OPG de recouvrer les coûts de ces centrales au charbon après l'instauration de la stratégie d'OPG relative à la réduction des émissions de CO₂. La production de la centrale Lennox était visée par un contrat de fiabilité impérative jusqu'au 30 septembre 2009. OPG a conclu une convention visant la centrale Lennox avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») pour la période du 1^{er} octobre 2009 au 31 décembre 2010. La convention visant la centrale Lennox pour 2011 a été signée au cours du premier trimestre de 2011. En 2010, OPG et l'OEO ont entrepris des négociations en vue de conclure la convention d'approvisionnement en énergie visant la biomasse d'Atikokan, en vertu de laquelle la centrale Atikokan produira de l'électricité en utilisant la biomasse comme combustible. Cette convention devrait être conclue en 2011.

Pour la période du 1^{er} avril 2005 au 30 avril 2009, la production provenant de 85 % des actifs de production non réglementée d'OPG, excluant la centrale Lennox, les centrales dont la production est assujettie à une CAEH conclue 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. 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 était de 4,8 ¢/kWh pendant la période du 1^{er} mai 2008 au 30 avril 2009. 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 est arrivé à échéance le 30 avril 2009.

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 69 millions de dollars en 2010 et de 79 millions de dollars en 2009 ont été déduits des revenus.

OPG tire ses revenus autres qu'énergétiques en vertu d'un contrat de location-exploitation et d'ententes liées conclus avec Bruce Power L.P., qui visent les centrales nucléaires Bruce. Ils comprennent un revenu locatif et les revenus tirés des services d'analyse et de conception techniques, et des services auxiliaires et techniques. Les paiements de location sont portés en résultat linéairement sur la durée du contrat de location.

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. Elle tire aussi des revenus de sa quote-part de 50 % des résultats de la centrale alimentée au gaz 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.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009

INSTRUMENTS FINANCIERS

Les actifs financiers sont classés comme des placements détenus jusqu'à l'échéance, des prêts et créances, ou 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 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.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, OPG a adopté le chapitre 3862, « Instruments financiers – informations à fournir », du *Manuel de l'ICCA* et a catégorisé 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.

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 revenus de la colonne Divers (voir la note 19).

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 qu'elle envisage d'émettre 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 est censé être 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 les 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 dans l'établissement des coûts des régimes 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.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009

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. 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.

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 de 2007 sur les impôts* (Ontario) dans sa version modifiée par la *Loi de 1998 sur l'électricité* et les règlements connexes. 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. 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. 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. Conformément au chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfices », du *Manuel de l'ICCA*, depuis le 1^{er} janvier 2009, OPG constate les impôts futurs associés à ses activités à tarifs réglementés et comptabilise un actif ou un passif réglementaire compensatoire au titre des impôts futurs qui devraient être récupérés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs imposés 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. 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.

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS ET D'ESTIMATIONS COMPTABLES

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, soit 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 date de 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 29 millions de dollars en 2010 et de 11 millions de dollars en 2009.

Modification de l'estimation liée à la remise à neuf de la centrale Darlington

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, faisant passer sa fin de vie de 2019 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 du changement dans les hypothèses relatives à la durée de service. L'augmentation nette des passifs a été de 293 millions de dollars selon un taux d'actualisation de 4,8 %. L'augmentation des passifs a été compensée par une hausse correspondante du solde des immobilisations au cours du premier trimestre de 2010. Par suite de ces changements, la dotation aux amortissements d'OPG a diminué de 135 millions de dollars par année à compter de 2010.

Restructuration

Par suite de la décision de fermer deux unités alimentées au charbon à chacune de ses centrales Lambton et Nanticoke, OPG a comptabilisé des charges de restructuration de 27 millions de dollars en 2010 liées aux coûts des indemnités de départ. Les coûts des indemnités de départ ont été engagés conformément aux conventions collectives conclues avec la Society of Energy Professionals et le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique.

Modifications futures de conventions comptables

En février 2008, le Conseil des normes comptables (« CNC ») du Canada a confirmé que, pour les entreprises ayant une obligation d'information du public, 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. Depuis les récents changements apportés par le CNC à la partie I du *Manuel de l'ICCA – Comptabilité*, certaines entités à tarifs réglementés peuvent choisir de reporter l'adoption des IFRS d'un an, soit au 1^{er} janvier 2012. OPG répond aux critères établis par le CNC pour pouvoir faire ce choix et a décidé d'adopter les IFRS à compter du 1^{er} janvier 2012.

Les IFRS sont fondées sur un cadre conceptuel semblable 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. Dans le cadre du 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 du basculement, le 1^{er} janvier 2012, 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 intermédiaires 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 au 31 mars 2012 et pour la période de trois mois terminée à cette date, avec retraitement des chiffres correspondants de la période comparative selon les IFRS. Le bilan d'ouverture du 1^{er} janvier 2011 sera présenté dans les états financiers consolidés intermédiaires en date du 31 mars 2012.

L'IASB a interrompu ses travaux sur son projet portant sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés. L'IASB n'a pas fourni de directives provisoires pour la constatation et l'évaluation des actifs et passifs réglementaires. En conséquence, OPG analyse les directives des IFRS existantes et continue de chercher à déterminer quelle sera leur incidence, au moment de l'adoption des IFRS le 1^{er} janvier 2012, sur la comptabilisation des actifs et passifs réglementaires.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009

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 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 étaient 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.

En 2009, OPG a classé le PCAA aux fins d'évaluation comme détenu à des fins de transaction. La juste valeur a été établie à partir d'un modèle de flux de trésorerie actualisés, et OPG a classé son placement dans du PCAA dans le niveau 3, aux fins des informations à fournir selon la hiérarchie des évaluations à la juste valeur (note 13).

Au 31 décembre 2009, le PCAA d'OPG était évalué à 36 millions de dollars. Au cours du quatrième trimestre de 2010, OPG a vendu son PCAA pour 33 millions de dollars et a constaté des pertes de 3 millions de dollars pour l'exercice dans les autres gains et pertes.

5. Cession de créances

En octobre 2003, la Société a signé une convention 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 la convention, la Société continue de gérer les créances. Dans le cadre de la cession, la fiducie devient propriétaire véritable 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, *Cessions 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, 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 SIÉRE. 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. Au cours du troisième trimestre de 2010, OPG a renouvelé la convention avec une date d'échéance fixée au 31 août 2013 et un engagement de 250 millions de dollars.

Pour 2010, OPG a comptabilisé des intérêts débiteurs de 4 millions de dollars (4 millions de dollars en 2009) sur ces cessions à un coût moyen des fonds de 1,5 % (1,5 % en 2009). Au 31 décembre 2010, OPG avait cédé 250 millions de dollars de son portefeuille de créances total de 377 millions de dollars (436 millions de dollars en 2009).

Les créances présentées et titrisées par la Société sont comme suit :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Capital des créances aux 31 décembre		Solde moyen des créances pour les exercices terminés les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Total du portefeuille de créances ¹	377	436	379	398
Créances cédées	250	250	250	267
Créances conservées	127	186	129	131
Coût moyen des fonds			1,5 %	1,5 %

¹ Le montant représente les créances en cours, y compris les créances titrisées que la Société continue de gérer.

Une variation défavorable immédiate de 10 % ou 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 2010 et 2009.

Les flux de trésorerie liés aux titrisations pour les exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2010	2009
Recouvrements réinvestis dans les ventes à rechargement ¹	2 995	3 200
Flux de trésorerie liés aux droits conservés	1 548	1 577

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 2010 et 2009 :

(en millions de dollars)	2010	2009
Amortissement	579	629
Amortissement des actifs incorporels	16	21
Amortissement des actifs et passifs réglementaires (note 7)	101	103
Frais de gestion des déchets nucléaires	2	7
	698	760

Les immobilisations corporelles se composaient de ce qui suit aux 31 décembre 2010 et 2009 :

(en millions de dollars)	2010	2009
Immobilisations corporelles		
Centrales nucléaires	7 220	6 693
Centrales hydroélectriques réglementées	4 474	4 454
Centrales hydroélectriques non réglementées	4 020	3 607
Centrales thermiques	1 424	1 674
Autres immobilisations	1 039	1 043
Constructions en cours	1 477	1 224
	19 654	18 695
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	5 819	5 625
Autres immobilisations	280	234
	6 099	5 859
	13 555	12 836

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009

Les actifs incorporels se composaient de ce qui suit aux 31 décembre 2010 et 2009 :

(en millions de dollars)	2010	2009
Actifs incorporels		
Centrales nucléaires	93	89
Centrales hydroélectriques non réglementées	3	2
Centrales thermiques	2	2
Autres actifs incorporels	239	225
Aménagement en cours	8	13
	345	331
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	77	69
Autres actifs incorporels	220	210
	297	279
	48	52

Les intérêts capitalisés dans les travaux de construction et d'aménagement en cours à un taux moyen de 6 % au cours des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009 ont été de respectivement 76 millions de dollars et 57 millions de dollars.

7. Actifs et passifs réglementaires

La décision de la CEO rendue en 2008 a autorisé l'établissement de certains comptes d'écart et de report avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008, notamment les comptes autorisés en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*, règlement en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*. Dans sa décision, la CEO a également autorisé le traitement des soldes antérieurement comptabilisés par OPG dans les comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2007 en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010, 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.

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010, la Société a également comptabilisé des ajouts au compte d'écarts sur les pertes fiscales, lequel a été établi en 2009 conformément à la décision rendue par la CEO et à son ordonnance émise au cours du deuxième trimestre de 2009. Cette décision faisait suite à une requête d'OPG qui demandait à la CEO de revoir et de modifier une partie de sa décision de 2008 établissant les tarifs réglementés courants, pour ce qui est du traitement des pertes fiscales et de leur utilisation afin d'atténuer les tarifs réglementés.

Au cours du quatrième trimestre de 2009, la CEO a rendu sa décision sur la demande d'OPG en lien avec 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 autorisé initialement par la CEO dans sa décision de 2008. De plus, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2010, la CEO a ordonné à OPG d'établir le compte d'écarts et de report pour les montants recouverts en trop et les sous-recouvrements pour la production hydroélectrique afin de constater tout recouvrement excédentaire de soldes réglementaires approuvés relatifs à la production hydroélectrique, au moyen du tarif réglementé de 3,67 ¢/kWh pour la production hydroélectrique qui demeure en vigueur après le 31 décembre 2009. La CEO a également approuvé la méthode proposée par OPG pour la comptabilisation des ajouts aux comptes d'écarts et de report pour la production nucléaire et hydroélectrique, pour la période suivant le 31 décembre 2009. Par suite de cette décision, au cours de 2010, OPG a continué à amortir les soldes des comptes d'écarts et de report liés aux installations nucléaires approuvés pour recouvrement dans la décision de 2008 de la CEO.

OPG a comptabilisé des intérêts sur les soldes réglementaires non réglés, au taux d'intérêt prescrit par la CEO, lequel a varié à l'intérieur d'une fourchette de 0,55 % à 1,20 % par année au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010. Le taux d'intérêt avait varié à l'intérieur d'une fourchette de 0,55 % à 2,45 % par année au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009. Depuis le 1^{er} janvier 2009, OPG comptabilise également un actif ou un passif réglementaire aux fins de la constatation des impôts futurs associés à ses activités à tarifs réglementés, comme l'exigent les directives de l'ICCA pour la comptabilisation des activités à tarifs réglementés décrites aux notes 3 et 11 afférentes aux présents états financiers consolidés.

Le 26 mai 2010, OPG a déposé une demande auprès de la CEO afin d'obtenir de nouveaux tarifs réglementés devant prendre effet le 1^{er} mars 2011. Dans sa demande, OPG a sollicité le recouvrement des soldes des comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2010, y compris les soldes comptabilisés au cours de la période de trois mois terminée le 31 mars 2008 en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Le processus d'audiences publiques relativement à la demande d'OPG s'est terminé le 21 décembre 2010. À la date des présents états financiers consolidés, la CEO n'avait pas encore rendu sa décision à l'égard de la demande d'OPG.

Les actifs et les passifs réglementaires comptabilisés aux 31 décembre 2010 et 2009 s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	2010	2009
Actifs réglementaires		
Impôts futurs (note 11)	711	592
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	250	328
Compte d'écarts de pertes fiscales	492	295
Compte de report de remise en service de Pickering A	33	82
Compte de report des passifs nucléaires	39	86
Divers	34	13
Total des actifs réglementaires	1 559	1 396
Passifs réglementaires		
Compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires	111	55
Compte d'écarts relatif aux conditions hydrologiques	70	55
Compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes	40	21
Divers	27	41
Total des passifs réglementaires	248	172

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009

La variation des actifs et des passifs réglementaires pour 2010 et 2009 s'est établie comme suit :

(en millions de dollars)	Impôts futurs	Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	Compte d'écarts de pertes fiscales	Compte de report de remise en service de Pickering A	Compte de report des passifs nucléaires	Compte d'écarts relatif à l'aménage- ment d'installations nucléaires	Compte d'écarts relatif aux conditions hydrolo- giques	Compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes	Divers (montant net)
Actifs (passifs) réglementaires au 1 ^{er} janvier 2009	–	260	–	123	132	(21)	(22)	–	(4)
Variations au cours de l'exercice	592	64	292	–	–	(29)	(29)	(21)	(18)
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	(55)	(55)	(21)	(28)
Variations au cours de l'exercice	119	(81)	194	–	–	(50)	(14)	(19)	34
Intérêts	–	3	3	–	1	(1)	(1)	–	–
Amortissement de l'exercice	–	–	–	(49)	(48)	(5)	–	–	1
Actifs (passifs) réglementaires au 31 décembre 2010	711	250	492	33	39	(111)	(70)	(40)	7

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 comptabilisé un actif réglementaire additionnel de 119 millions de dollars pour des impôts futurs au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010 (592 millions de dollars en 2009).

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 mai 2009 de la CEO sur la requête d'OPG sollicitant la revue et la modification de la décision de 2008 de la CEO relative aux tarifs réglementés, ce compte comptabilise l'écart entre le montant de l'atténuation inclus dans les tarifs réglementés approuvés et la réduction des besoins de revenus provenant des pertes fiscales reportées en avant pour la période du 1^{er} avril 2005 au 31 mars 2008, recalculées en fonction de la décision de 2008 de la CEO. À ce titre, au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010, OPG a constaté un actif réglementaire de 197 millions de dollars, dont 3 millions de dollars d'intérêts, relativement au compte d'écarts des pertes fiscales, et une augmentation correspondante de 194 millions de dollars dans les revenus. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009, OPG avait constaté un actif réglementaire de 295 millions de dollars, dont 3 millions de dollars d'intérêts, relativement au compte d'écarts, et une augmentation correspondante de 292 millions de dollars dans les revenus. L'augmentation, en 2009, de 292 millions de dollars des revenus comprenait 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 NETS DE LOCATION DES CENTRALES BRUCE

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, OPG doit inclure l'écart entre les revenus et les coûts d'OPG relatifs à ses deux centrales nucléaires louées à Bruce Power L.P. pour établir les tarifs réglementés de la production des centrales nucléaires réglementées d'OPG. Dans sa décision de 2008, 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 2010, le solde du compte d'écarts s'établissait à 250 millions de dollars (328 millions de dollars en 2009).

L'actif réglementaire au 31 décembre 2010 comprenait un écart de revenus de 353 millions de dollars (259 millions de dollars en 2009) lié au contrat de location des centrales Bruce et aux ententes liées, y compris l'incidence du dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce (voir la note 13), et un écart de 47 millions de dollars (214 millions de dollars en 2009) par rapport aux prévisions en raison de rendements moins élevés des Fonds nucléaires relatifs aux centrales Bruce, en partie contrebalancés par un écart correspondant de la charge d'impôts de 109 millions de dollars (131 millions de dollars en 2009). Le compte inclut également des écarts au titre de la charge de désactualisation relative aux passifs d'OPG liés 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 (« passifs nucléaires ») associée aux centrales Bruce et au titre de la dotation aux amortissements liée à ces centrales.

COMPTE DE REPORT DE REMISE EN SERVICE DE PICKERING A

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2005, conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, 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. 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. Dans sa décision de 2008, 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 le 1^{er} avril 2008, OPG amortit le solde du compte au 31 décembre 2007 linéairement sur cette période. Une dotation aux amortissements de 49 millions de dollars a été constatée en 2010 (43 millions de dollars en 2009). Au 31 décembre 2010, le solde du compte de report s'établissait à 33 millions de dollars (82 millions de dollars en 2009).

COMPTE DE REPORT DES PASSIFS NUCLÉAIRES

Avec prise d'effet le 1^{er} avril 2005, OPG est tenue, conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, d'établir un compte de report relativement aux changements des 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. Dans sa décision de 2008, la CEO a autorisé le recouvrement du solde du compte au 31 décembre 2007 sur une période de 33 mois se terminant le 31 décembre 2010. Par conséquent, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008, OPG amortit le solde du compte au 31 décembre 2007 linéairement sur cette période. En 2010, OPG a constaté un amortissement de 48 millions de dollars (47 millions de dollars en 2009). Le solde de l'actif réglementaire s'établissait à 39 millions de dollars au 31 décembre 2010 (86 millions de dollars en 2009).

COMPTE D'ÉCARTS RELATIF À L'AMÉNAGEMENT D'INSTALLATIONS NUCLÉAIRES

Jusqu'au 1^{er} avril 2008, conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, OPG a comptabilisé un actif réglementaire reflétant des coûts reportés autres qu'en capital engagés à compter du 13 juin 2006, pour la planification et la préparation de l'aménagement de nouvelles installations nucléaires proposées, à des fins de recouvrement au moyen des tarifs réglementés futurs. Dans sa décision de 2008, la CEO a approuvé un compte d'écarts pour constater les variations de ces coûts autres qu'en capital par rapport aux coûts prévus approuvés servant à l'établissement des tarifs réglementés avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008 et a établi que le solde de l'actif réglementaire comptabilisé jusqu'au 1^{er} avril 2008 est le solde d'ouverture du compte d'écarts. Au 31 décembre 2010, le solde du compte d'écarts correspondait à un passif de 111 millions de dollars (55 millions de dollars en 2009). OPG a comptabilisé des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration additionnelles de 50 millions de dollars en lien avec ce compte d'écarts au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010 (29 millions de dollars en 2009).

La décision de 2008 de la CEO a également autorisé le recouvrement des coûts reportés au 31 décembre 2007 pendant une période de 33 mois se terminant le 31 décembre 2010. Par conséquent, avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008, OPG a amorti ces coûts reportés dans le compte d'écarts linéairement sur cette période. Une dotation aux amortissements de 5 millions de dollars a été constatée en 2010 (5 millions de dollars en 2009).

COMPTE D'ÉCARTS RELATIF AUX CONDITIONS HYDROLOGIQUES

La décision de 2008 de la CEO a autorisé le maintien d'un compte d'écarts pour mesurer l'incidence des variations de la production hydroélectrique attribuables aux écarts entre les conditions hydrologiques prévues et réelles. Depuis le 1^{er} avril 2008, les conditions hydrologiques prévues désignent les conditions prévues sous-jacentes de production hydroélectrique approuvées par la CEO dans l'établissement des prix réglementés.

Pour les exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009, OPG a enregistré des baisses de ses revenus de respectivement 14 millions de dollars et 29 millions de dollars, reflétant les conditions hydrologiques réelles qui ont été plus favorables que celles approuvées par la CEO.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009

La décision de 2008 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 le 1^{er} avril 2008, l'amortissement de ce solde est constaté linéairement sur cette période. Aucun amortissement n'a été constaté au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010 (4 millions de dollars en 2009). Le solde du passif réglementaire s'établissait à 70 millions de dollars au 31 décembre 2010 (55 millions de dollars en 2009).

COMPTE D'ÉCARTS DES IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES ET AUTRES IMPÔTS ET TAXES

Dans sa décision de 2008, la CEO a autorisé l'établissement d'un compte d'écarts avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008 pour inscrire les variations des impôts sur les bénéfices, de l'impôt sur le capital et de certaines autres charges fiscales liées aux secteurs à tarifs réglementés, comparativement charges approuvées par la CEO lors de l'établissement des tarifs réglementés, ces variations étant dues aux modifications apportées aux taux d'imposition ou aux règles de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) ou de la *Loi de 2007 sur les impôts* (Ontario) (autrefois la *Loi de l'impôt sur le revenu*), dans sa version modifiée par la *Loi de 1998 sur l'électricité*, ainsi qu'aux nouvelles cotisations d'impôt. Les variations dues aux nouvelles cotisations d'impôt relatives aux années d'imposition antérieures qui ont une incidence sur les impôts exigibles pour les exercices postérieurs au 1^{er} avril 2008 sont comprises dans le compte. De plus, le compte d'écarts comptabilise certains changements aux charges d'impôt foncier.

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010, OPG a constaté dans le compte d'écarts un passif réglementaire de 19 millions de dollars lié principalement à l'incidence des crédits d'impôt à l'investissement sur les dépenses de recherche scientifique et de développement expérimental admissibles, des nouvelles cotisations d'impôt des années d'imposition antérieures et de la baisse par rapport aux prévisions des taux d'impôt sur les bénéfices des sociétés et des taux d'impôt sur le capital prévus par la loi. Par conséquent, OPG a comptabilisé une charge d'impôt sur le capital additionnelle de 11 millions de dollars, des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration additionnelles de 14 millions de dollars et une diminution de la charge d'impôts sur les bénéfices de 6 millions de dollars en 2010. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009, OPG a constaté un passif réglementaire de 21 millions de dollars lié principalement à l'incidence des crédits d'impôt à l'investissement sur les dépenses de recherche scientifique et de développement expérimental admissibles, donnant lieu à des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration supplémentaires de 17 millions de dollars et à une charge d'impôt sur les bénéfices additionnelle de 4 millions de dollars.

AUTRES ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

Au 31 décembre 2010, les autres actifs réglementaires comprenaient 21 millions de dollars se rapportant au sous-recouvrement, depuis le 1^{er} avril 2008, de soldes de comptes d'écarts et de report approuvés liés aux installations nucléaires, et 7 millions de dollars relatifs au compte d'écarts de manque à gagner de la période intermédiaire qui se rapportent aux installations nucléaires 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 la décision de 2008 de la CEO et découlent de la perception de soldes nucléaires et de revenus rétroactifs approuvés fondée sur la production réelle, qui diffère de la production prévue approuvée par la CEO. Les autres actifs réglementaires comprennent aussi 6 millions de dollars dans le compte d'écarts des coûts du combustible nucléaire autorisé par la CEO depuis le 1^{er} avril 2008, pour tenir compte de l'écart entre les coûts prévus et les coûts réels du combustible nucléaire par unité de production et du solde non amorti du compte d'écarts lié aux pannes de transport et aux restrictions de transport.

Au 31 décembre 2009, les autres actifs réglementaires comprenaient 8 millions de dollars se rapportant au sous-recouvrement, depuis le 1^{er} avril 2008, de soldes de comptes d'écarts et de report approuvés liés aux installations nucléaires, et 5 millions de dollars relatifs au compte d'écarts de manque à gagner de la période intermédiaire qui se rapportent aux installations nucléaires pour la période du 1^{er} avril 2008 au 30 novembre 2008, de même que le solde non amorti du compte d'écarts lié aux pannes de transport et aux restrictions de transport.

Au 31 décembre 2010, les autres passifs réglementaires comprenaient 9 millions de dollars dans le compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires, 8 millions de dollars dans le compte d'écarts de remise en état de la capacité, 8 millions de dollars dans le compte d'écarts et de report lié aux montants recouverts en trop et aux sous-recouvrements pour la production hydroélectrique, et 2 millions de dollars dans le compte d'écarts de manque à gagner de la période intermédiaire lié à la production hydroélectrique. Le maintien du compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires déjà existant a été autorisé par la décision de 2008 de la CEO pour tenir compte des écarts entre les revenus nets prévus et les revenus nets réels tirés des services auxiliaires. Le compte d'écarts de remise en état de la capacité a été approuvé par la CEO avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008 et comprend les écarts des coûts prévus associés à la remise en état de la centrale nucléaire Darlington et aux initiatives de prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire Pickering B. Les revenus nets prévus tirés des services auxiliaires et les coûts de remise en état de la capacité désignent ceux approuvés par la CEO dans l'établissement des tarifs réglementés.

Au 31 décembre 2009, les autres passifs réglementaires comprenaient 21 millions de dollars dans le compte d'écarts des coûts du combustible nucléaire, 17 millions de dollars dans le compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires et 3 millions de dollars dans le compte d'écarts de remise en état de la capacité.

RÉSUMÉ DE L'INCIDENCE DES ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

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.

(en millions de dollars)	2010			2009		
	Montants présentés	Incidence des actifs et passifs réglementaires	États financiers sans l'incidence des actifs et passifs réglementaires	Montants présentés	Incidence des actifs et passifs réglementaires	États financiers sans l'incidence des actifs et passifs réglementaires
Revenus	5 375	(273)	5 102	5 613	(491)	5 122
Charges liées au combustible	908	30	938	991	(19)	972
Exploitation, maintenance et administration	2 903	(69)	2 834	2 882	(43)	2 839
Amortissement	698	(120)	578	760	(106)	654
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	660	13	673	634	(3)	631
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(668)	(168)	(836)	(683)	(119)	(802)
Impôt foncier et impôt sur le capital	77	(17)	60	86	(3)	83
Intérêts débiteurs, montant net	176	(1)	175	185	6	191
Charge (recouvrement) d'impôts	(60)	158	98	145	76	221
Autres éléments du résultat étendu	(45)	12	(33)	25	(10)	15

8. Dette à long terme

La dette à long terme est composée de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2010	2009
Billets à payer à la SFIEO	3 865	3 675
Dette d'UMH Energy Partnership	198	197
Part de la dette sans recours d'une société en commandite	165	174
	4 228	4 046
Moins : tranche échéant à moins d'un an		
Billets à payer à la SFIEO	375	970
Dette d'UMH Energy Partnership	2	—
Part de la dette sans recours d'une société en commandite	8	8
	385	978
Dette à long terme	3 843	3 068

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.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009

Les dates d'échéance au 31 décembre 2010 des billets à payer à la SFIEO sont comme suit :

Année d'échéance	Taux d'intérêt	Encours du capital (en millions de dollars)		Total
		Créances de premier rang	Créances subordonnées	
2011	6,65 %	–	375	375
2012	5,72 %	400	–	400
2015	3,43 %	500	–	500
2016	4,91 %	270	–	270
2017	5,35 %	900	–	900
2018	5,27 %	395	–	395
2019	5,44 %	365	–	365
2020	4,07 %	660	–	660
		3 490	375	3 865

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 2010, le financement par emprunt pour ces projets, compris dans les billets à payer à la SFIEO, était comme suit :

(en millions de dollars)	Tunnel de Niagara	Portlands Energy Centre	Centrale hydro-électrique Lac Seul
Financement par emprunt au 31 décembre 2009	490	390	50
Nouveaux emprunts	200	–	–
Financement par emprunt au 31 décembre 2010	690	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 a été modifié au troisième trimestre de 2010 pour passer de 1,0 milliard de dollars à un montant pouvant atteindre 1,6 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 2010, OPG avait tiré 690 millions de dollars sur cette facilité, y compris de nouveaux emprunts de 200 millions de dollars en vertu de la facilité en 2010.

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 était disponible pour le projet Lac Seul et un montant pouvant atteindre 400 millions de dollars était disponible pour le projet du PEC en vertu de chacune des facilités de crédit. Les facilités de crédit ont été utilisées selon les besoins pour financer les projets respectifs au cours de la période de construction. Le financement a pris la forme de billets échéant après dix ans dont les intérêts ont été 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. Les avances en vertu de ces facilités ont pris fin en 2009.

Au cours du premier trimestre de 2010, OPG a conclu une entente avec la SFIEO à l'égard d'une facilité de crédit de 970 millions de dollars pour refinancer les billets au fur et à mesure qu'ils s'échelonnent de janvier 2010 à décembre 2010. Le refinancement en vertu de cette entente totalisait 960 millions de dollars au 31 décembre 2010, ce qui comprend 500 millions de dollars de billets échéant après cinq ans à un taux d'intérêt moyen de 3,42 % et 460 millions de dollars de billets échéant après dix ans à un taux d'intérêt moyen de 4,54 %. Aucune autre avance ne peut être consentie en vertu de cette facilité.

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 jusqu'à ce que des conditions précises soient satisfaites après la construction. Les échéances contractuelles non actualisées sont comme suit :

(en millions de dollars)	Capital
2011	2
2012	3
2013	3
2014	3
2015	3
2016 et par la suite	186

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 236 millions de dollars au 31 décembre 2010 (251 millions de dollars en 2009). 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 14 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 119 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 2010 se sont établis à 258 millions de dollars (252 millions de dollars en 2009), dont une tranche de 242 millions de dollars a trait aux intérêts payés sur la dette à long terme (237 millions de dollars en 2009). 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 pluriannuelle de 500 millions de dollars. En avril 2010, OPG a renouvelé la tranche de 364 jours et en a prolongé l'échéance au 18 mai 2011. La date d'échéance de la tranche pluriannuelle est 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 2010, aucun papier commercial n'était en cours (néant en 2009), 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 pour financer le projet Upper Mattagami et Hound Chute. Au 31 décembre 2010, aucun montant n'était tiré sur cette facilité de crédit.

Au cours du troisième trimestre de 2010, Lower Mattagami Energy Limited Partnership a établi une facilité de crédit bancaire de 700 millions de dollars pour soutenir la première phase de construction du projet Lower Mattagami et a lancé un programme de papier commercial. Au 31 décembre 2010, 155 millions de dollars de papier commercial étaient émis dans le cadre de ce programme. Des ententes de financement à long terme sont en train d'être établies pour soutenir toutes les exigences du projet.

OPG a également des facilités de découvert non confirmées à court terme de 25 millions de dollars (25 millions de dollars en 2009) et des facilités de crédit non confirmées à court terme de 319 millions de dollars (275 millions de dollars en 2009) 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 2010, il y avait un total de 281 millions de dollars de lettres de crédit émises (231 millions de dollars en 2009), qui comprenaient 254 millions de dollars liés aux régimes de retraite complémentaires (210 millions de dollars en 2009), 20 millions de dollars pour les fins générales du siège social (14 millions de dollars en 2009) et 7 millions de dollars liés à la construction et à l'exploitation du PEC (7 millions de dollars en 2009).

De plus, au 31 décembre 2010, la SGDN avait émis une lettre de crédit de 2 millions de dollars pour son régime de retraite complémentaire (1 million de dollars en 2009).

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009

Le tableau qui suit présente un sommaire des intérêts débiteurs, montant net, pour les exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009 :

(en millions de dollars)	2010	2009
Intérêt sur la dette à long terme	244	240
Intérêt sur la dette à court terme	16	15
Intérêts créditeurs	(3)	(5)
Intérêts capitalisés	(76)	(57)
Intérêts appliqués aux actifs et aux passifs réglementaires	(5)	(8)
Intérêts débiteurs, montant net	176	185

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 2010 et 2009 :

(en millions de dollars)	2010	2009
Passif au titre des coûts de gestion du combustible nucléaire irradié	7 534	6 525
Passif au titre du déclassement de centrales nucléaires et de la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité	5 013	5 186
Passif au titre des coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	157	148
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	12 704	11 859

Les variations des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires pour les exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009 sont les suivantes :

(en millions de dollars)	2010	2009
Passifs au début de l'exercice	11 859	11 384
Augmentation des passifs en raison de la charge de désactualisation	673	631
Augmentation des passifs en raison des changements dans les hypothèses liées à la décision d'entreprendre la phase de définition de la remise en état de la centrale nucléaire Darlington	293	—
Augmentation des passifs en raison des charges variables liées à la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets nucléaires et des autres charges	56	42
Passifs réglés par les dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets	(181)	(189)
Variation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	4	(9)
Passifs à la fin de l'exercice	12 704	11 859

Le solde de la trésorerie et des équivalents de trésorerie au 31 décembre 2010 comprenait 3 millions de dollars de trésorerie et équivalents de trésorerie affectés aux activités de gestion des déchets nucléaires (11 millions de dollars en 2009).

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 d'autres installations, 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. Aux termes de l'entente de location conclue avec Bruce Power L.P., 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 coûts suivants sont constatés à titre de passif :

- la valeur actualisée des coûts de déclassement des installations nucléaires et thermiques et d'autres installations à la fin de leur durée de vie utile;
- la valeur actualisée de la partie coût fixe des programmes 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 des programmes 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. La prochaine mise à jour de l'obligation au titre de l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de la gestion des déchets nucléaires aura lieu en 2011 et constituera la base du calcul de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations nucléaires en date du 31 décembre 2011.

Aux fins du calcul des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2010, et conformément aux hypothèses comptables actuelles sur la fin de vie, les fermetures de centrales nucléaires et thermiques devraient survenir au cours des 4 à 43 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 27 milliards de dollars en dollars de 2010. 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 %.

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, faisant passer sa fin de vie de 2019 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 était de 293 millions de dollars selon un taux d'actualisation de 4,8 %.

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 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.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009

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 DÉCLASSEMENT 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 au 31 décembre 2010, ces centrales devraient être mises hors service entre 2014 et 2033.

Outre le passif de 99 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 58 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, et 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, il est présumé que les structures de contrôle des eaux seront 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 de côté des fonds, détenus dans des comptes de garde et en fiducie distincts, qui seront investis spécifiquement en vue du 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 LDCN. 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 de la centrale. Aux 31 décembre 2010 et 2009, 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 11,2 milliards de dollars, en dollars du 31 décembre 2010, 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 2010 aux termes de l'ONFA était de 264 millions de dollars, y compris une cotisation à la fiducie en vertu de la LDCN de l'Ontario (la « Fiducie ») de 136 millions de dollars. Une cotisation de 147 millions de dollars est incluse dans le financement de 2010 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 pour combustible irradié, allant de 94 millions de dollars à 250 millions de dollars par année au cours des années 2011 à 2015 (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 2011 est de 139 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 d'OPG 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 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 déclassement. OPG verse à la Province une commission de garantie annuelle de 0,5 % du montant garanti par la Province. En décembre 2009, la CCSN a approuvé une hausse du montant de la garantie provinciale, la portant à 1 545 millions de dollars avec prise d'effet le 1^{er} mars 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. En 2010, OPG a payé une commission de garantie de 7 millions de dollars selon des montants de garantie provinciale de 760 millions de dollars et de 1 545 millions de dollars respectivement pour la période du 1^{er} janvier 2010 au 28 février 2010 et celle du 1^{er} mars 2010 au 31 décembre 2010.

Conformément au chapitre 3855, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », du *Manuel de l'ICCA*, 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 des actifs 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 le Fonds de déclassement est surcapitalisé, 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 sorte 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 était 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.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009

La valeur des actifs du Fonds de déclassement, selon la comptabilisation à la juste valeur, était de 5 267 millions de dollars au 31 décembre 2010, soit un montant inférieur au passif selon le plan de référence approuvé pour 2006 en vertu de l'ONFA. Au 31 décembre 2009, la valeur des actifs du Fonds de déclassement s'établissait à 4 876 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 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 147 millions de dollars de sa cotisation pour 2010 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 2010, la valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié s'établissait à 5 979 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 219 millions de dollars relativement à l'ajustement du rendement garanti. Au 31 décembre 2009, la valeur des actifs du Fonds pour combustible irradié s'établissait à 5 370 millions de dollars, y compris un montant à payer à la Province de 33 millions de dollars lié 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 2010 et 2009, les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires consistaient en ce qui suit :

(en millions de dollars)	Juste valeur	
	2010	2009
Fonds de déclassement	5 267	4 876
Fonds pour combustible irradié ¹	6 198	5 403
Montant à payer à la Province – Fonds pour combustible irradié	(219)	(33)
	5 979	5 370
	11 246	10 246

¹ Au 31 décembre 2010, la Fiducie en vertu de la LDCN de l'Ontario représentait 1 949 millions de dollars du Fonds pour combustible irradié selon la comptabilisation à la juste valeur (1 693 millions de dollars en 2009).

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 2010 et 2009 :

(en millions de dollars)	Juste valeur	
	2010	2009
Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme	581	463
Placements non traditionnels	61	–
Fonds groupés	1 835	1 497
Titres de capitaux propres négociables	5 226	4 699
Titres à revenu fixe	3 735	3 596
Dérivés	3	–
Débiteurs/créditeurs, montant net	29	30
Frais d'administration à payer	(5)	(6)
	11 465	10 279
Montant à payer à la Province – Fonds pour combustible irradié	(219)	(33)
	11 246	10 246

Les obligations et les débentures détenues dans le Fonds pour combustible irradié et dans le Fonds de déclassement aux 31 décembre 2010 et 2009 viennent à échéance comme suit :

(en millions de dollars)	Juste valeur	
	2010	2009
De 1 an à 5 ans	1 135	1 276
De 5 à 10 ans	1 092	857
Plus de 10 ans	1 508	1 463
Total des titres de créance non échus	3 735	3 596
Rendement moyen	3,4 %	3,7 %

La variation des Fonds nucléaires pour les exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009 est comme suit :

(en millions de dollars)	Juste valeur	
	2010	2009
Fonds de déclassement au début de l'exercice	4 876	4 325
Augmentation du Fonds en raison du rendement des placements	465	631
Diminution du Fonds en raison du remboursement des dépenses	(74)	(80)
Fonds de déclassement à la fin de l'exercice	5 267	4 876
Fonds pour combustible irradié au début de l'exercice	5 370	4 884
Augmentation du Fonds en raison des cotisations versées	264	339
Augmentation du Fonds en raison du rendement des placements	557	664
Diminution du Fonds en raison du remboursement des dépenses	(26)	(24)
Augmentation du montant à payer à la Province	(186)	(493)
Fonds pour combustible irradié à la fin de l'exercice	5 979	5 370

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009

Le rendement des Fonds nucléaires au cours de 2010 et de 2009 a été en partie atténué par l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce établi par la CEO dans sa décision de 2008. Le rendement des Fonds nucléaires pour 2010 et 2009 s'établit comme suit :

(en millions de dollars)	2010	2009
Fonds de déclasserement	465	631
Fonds pour combustible irradié	371	171
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce (note 7)	(168)	(119)
Total du rendement	668	683

11. Impôts sur les bénéfices

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 compensatoire pour les impôts futurs qui devraient être recouverts ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle.

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010, OPG a enregistré une augmentation de 119 millions de dollars du passif d'impôts futurs pour tenir compte des impôts futurs qui devraient être récupérés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Puisque ces impôts futurs devraient être récupérés à même les tarifs réglementés futurs, OPG a comptabilisé une augmentation correspondante de l'actif réglementaire au titre des impôts futurs. En conséquence, les impôts futurs pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 n'ont pas été touchés. L'augmentation de 119 millions de dollars du passif d'impôts futurs relatif aux activités à tarifs réglementés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 comprend un montant de 24 millions de dollars lié à la hausse de l'actif réglementaire au titre des impôts futurs.

Le tableau suivant résume les passifs d'impôts futurs comptabilisés pour les activités à tarifs réglementés :

(en millions de dollars)	2010	2009
1^{er} janvier :		
Passifs d'impôts futurs sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	452	340
Passifs d'impôts futurs découlant des actifs réglementaires au titre des impôts futurs	140	126
	592	466
Variations au cours de l'exercice :		
Augmentation des passifs d'impôts futurs sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	95	112
Augmentation des passifs d'impôts futurs découlant des actifs réglementaires au titre des impôts futurs	24	14
Solde aux 31 décembre	711	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)	2010	2009
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	589	768
Taux d'imposition fédéral et provincial combiné prévu par la loi, y compris la surtaxe	31,0 %	33,0 %
Taux prévu par la loi appliqué au bénéfice comptable	183	253
(Diminution) augmentation des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants :		
Composante impôts sur les bénéfices du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales de Bruce	(21)	36
Taux d'imposition futur plus élevé (moindre) sur les écarts temporaires	17	(16)
Éléments non imposables de bénéfice	(6)	1
Changement dans les positions fiscales	(96)	(6)
Variations du taux d'imposition futur	–	3
Compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes	(6)	4
Actif réglementaire au titre des impôts futurs	(131)	(130)
	(243)	(108)
Charge (recouvrement) d'impôts	(60)	145
Taux d'imposition effectif	(10,2) %	18,9 %

Au cours du deuxième trimestre de 2010, toutes les questions fiscales en suspens liées au contrôle fiscal de certaines années antérieures ont été résolues. Par conséquent, OPG a réduit son passif d'impôts de 102 millions de dollars. Du montant total de la réduction du passif, 96 millions de dollars ont été déduits de la charge d'impôts et les 6 millions de dollars restants ont été déduits des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.

Le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce et le compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes, autorisés par la CEO avec prise d'effet le 1^{er} avril 2008, sont expliqués dans la note 7 des présents états financiers consolidés.

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

(en millions de dollars)	2010	2009
(Recouvrement) charge d'impôts de l'exercice :		
Impôts exigibles	35	53
Changement dans la position fiscale	(96)	(6)
Compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes	(6)	4
	(67)	51
Charge d'impôts futurs :		
Variation des écarts temporaires	159	185
Changements du taux d'imposition futur	–	3
Composante impôts sur les bénéfices du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	(21)	36
Actif réglementaire au titre des impôts futurs	(131)	(130)
	7	94
Charge (recouvrement) d'impôts	(60)	145

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009

Les incidences fiscales des écarts temporaires donnant lieu à des actifs et des passifs d'impôts futurs aux 31 décembre 2010 et 2009 sont présentées dans le tableau qui suit :

(en millions de dollars)	2010	2009
Actifs d'impôts futurs :		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	3 169	2 968
Autres passifs et actifs	777	656
Impôt minimum futur de l'Ontario à recouvrer	30	12
	3 976	3 636
Passifs d'impôts futurs :		
Immobilisations	(1 160)	(1 078)
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(2 813)	(2 567)
Autres passifs et actifs	(728)	(573)
	(4 701)	(4 218)
Passifs d'impôts futurs nets	(725)	(582)
Représentés par :		
Tranche à court terme – actif	73	51
Tranche à long terme – passif	(798)	(633)
	(725)	(582)

Le montant des impôts sur les bénéfices payés pour 2010 s'est établi à 44 millions de dollars (192 millions de dollars pour 2009).

12. Régimes de retraite et 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 2010. Des détails sur les obligations d'OPG au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, des actifs de la caisse 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	
	2010	2009	2010	2009
Hypothèses moyennes pondérées – obligation au titre des prestations à la fin de l'exercice				
Taux d'actualisation des prestations futures	5,80 %	6,80 %	5,67 %	6,69 %
Taux d'indexation de la grille salariale	3,00 %	3,00 %	–	–
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	2,00 %	2,00 %	–	–
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	–	–	6,53 %	6,61 %
Taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	–	–	4,69 %	4,70 %
Année d'atteinte du taux prévu	–	–	2030	2030
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	–	–	2,00 %	2,00 %

	Régimes de retraite agréés et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2010	2009	2010	2009
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	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 du coût des soins de santé	–	–	6,62 %	6,58 %
Taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	–	–	4,69 %	4,70 %
Année d'atteinte du taux prévu	–	–	2030	2018
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	–	–	2,00 %	2,00 %
Durée moyenne résiduelle d'activité des salariés actifs (années)	12	12	11	11

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Variation des actifs des régimes						
Juste valeur des actifs des régimes au début de l'exercice	8 216	7 254	–	–	–	–
Cotisations patronales	272	271	5	7	77	74
Cotisations salariales	80	86	–	–	–	–
Rendement réel des actifs des régimes déduction faite des charges	973	1 051	–	–	–	–
Règlement	(10)	–	–	–	–	–
Versements de prestations	(413)	(446)	(5)	(7)	(77)	(74)
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	9 118	8 216	–	–	–	–
Variation de l'obligation au titre des prestations projetées						
Obligation au titre des prestations projetées au début de l'exercice	8 610	7 440	179	142	1 910	1 591
Coût des services rendus au cours de l'exercice de l'employeur	160	120	6	5	52	40
Cotisations salariales	80	86	–	–	–	–
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	583	554	12	11	128	118
Versements de prestations	(413)	(446)	(5)	(7)	(77)	(74)
Règlement	(10)	–	–	–	(2)	–
Coûts des services passés	–	–	–	–	–	8
Perte actuarielle nette	1 365	856	27	28	330	227
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	10 375	8 610	219	179	2 341	1 910
Situation de capitalisation – déficit à la fin de l'exercice	(1 257)	(394)	(219)	(179)	(2 341)	(1 910)

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009

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 de la caisse de retraite.

	2010	2009
Catégories de placements dans la caisse des régimes de retraite agréés		
Actions	60 %	62 %
Titres à revenu fixe	35 %	34 %
Encaisse et placements à court terme	5 %	4 %
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 la plus récente du régime de retraite agréé de la SGDN, en date du 1^{er} janvier 2010, il existait un excédent de 4 millions de dollars selon l'hypothèse de la continuité de l'exploitation et une insuffisance de 5 millions de dollars en cas de liquidation. 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 2011 au plus tard.

Les régimes de retraite complémentaires ne sont pas capitalisés, mais ils sont garantis au moyen de lettres de crédit totalisant 256 millions de dollars (211 millions de dollars en 2009).

	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
(en millions de dollars)	2010	2009	2010	2009	2010	2009
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	(1 257)	(394)	(219)	(179)	(2 341)	(1 910)
Perte actuarielle nette non amortie	2 393	1 365	51	25	487	157
Coûts des services passés non amortis	10	28	–	1	17	19
Actif (passif) au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice	1 146	999	(168)	(153)	(1 837)	(1 734)
Tranche à court terme	–	–	(8)	(7)	(89)	(84)
Tranche à long terme	1 146	999	(160)	(146)	(1 748)	(1 650)

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Composantes de la charge constatée						
Coût des services rendus au cours de l'exercice	160	120	6	5	52	40
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	583	554	12	11	128	118
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	(636)	(623)	–	–	–	–
Règlement	–	–	–	–	(2)	–
Amortissement des coûts des services passés	18	18	1	1	2	5
Amortissement de la perte actuarielle nette	–	–	1	–	–	–
Charge constatée	125	69	20	17	180	163

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Composantes de la charge engagée et constatée						
Coût des services rendus au cours de l'exercice	160	120	6	5	52	40
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	583	554	12	11	128	118
Rendement réel des actifs des régimes, déduction faite des charges	(973)	(1 051)	–	–	–	–
Gain lié au règlement	–	–	–	–	(2)	–
Coûts des services passés	–	–	–	–	–	8
Perte actuarielle nette	1 365	856	27	28	330	227
Charge constatée au cours de l'exercice	1 135	479	45	44	508	393
Écarts entre les coûts engagés et les coûts constatés relativement à ce qui suit :						
Rendement réel des actifs des régimes, déduction faite des charges	337	428	–	–	–	–
Coûts des services passés	18	18	1	1	2	(3)
Perte actuarielle nette	(1 365)	(856)	(26)	(28)	(330)	(227)
Charge constatée	125	69	20	17	180	163

Une augmentation ou une diminution de 1,0 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait respectivement une augmentation des composantes services et intérêts du coût constaté de 30 millions de dollars au titre des avantages complémentaires de retraite pour 2010 (24 millions de dollars pour 2009) ou une diminution des composantes services et intérêts du coût constaté de 23 millions de dollars au titre des avantages complémentaires de retraite pour 2010 (19 millions de dollars pour 2009). Une augmentation ou une diminution de 1,0 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait une augmentation de 394 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2010 pour les avantages complémentaires de retraite (270 millions de dollars pour 2009) ou une diminution de 307 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2010 pour les avantages complémentaires de retraite (217 millions de dollars en 2009).

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009

13. Instruments financiers

Le comité de surveillance des risques aide le conseil d'administration à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en ce qui concerne l'identification et la gestion des principaux risques pour 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, 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 surveillance 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 2010 :

Instruments financiers ¹ (en millions de dollars)	Catégorie désignée	Juste valeur	
		2010	2009
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Détenus jusqu'à leur échéance	280	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	11 246	10 246
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	Autres que détenus à des fins de transaction	(4 256)	(4 021)
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	Détenus à des fins de transaction	(163)	(118)
Autres instruments dérivés sur marchandises inclus dans les débiteurs à court et à long terme ³	Détenus à des fins de transaction	3	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, OPGV, 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 transaction et de négociation de l'électricité au 31 décembre 2010 :

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	24	26	4	18

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 le soutien au crédit explicite fourni par 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 2010 était de 127 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 2010, 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 2010, l'exposition potentielle au risque de crédit découlant de ces contreparties était de moins d'environ 10 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.

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.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009

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 le marché 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 2010, 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)	Une variation de :	Incidence sur le bénéfice net avant impôts	Incidence sur les autres éléments du résultat étendu avant impôts
Change – Dollars américains	+/-0,18 %	–	S.O.
Taux d'intérêt ¹	+/-43 points de base	–	+43/-50
Prix de l'électricité – Négociation ²		+/-0,25	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 de placement 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. Au 31 décembre 2010, OPG avait fait des cotisations d'environ 177 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 2010, 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 2010
Indice composé plafonné S&P/TSX	13
S&P 500	4
Indice MSCI EAO	5
Indice mondial MSCI	6

Risque associé aux ententes de location et de partenariat

OPG a loué ses centrales nucléaires Bruce à Bruce Power L.P. 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 de location des centrales Bruce, les revenus tirés du contrat sont réduits chaque année civile où la moyenne arithmétique annuelle du prix horaire de l'électricité 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 location des centrales 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 consolidés. En raison d'une réduction du PHEO moyen futur prévu au cours de 2010, la juste valeur du dérivé constituant un passif a augmenté pour s'établir à 163 millions de dollars au 31 décembre 2010. Le risque demeurera jusqu'à ce que les unités 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.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009

Instruments dérivés admissibles à la comptabilité de couverture

Au tableau suivant figure la juste valeur estimative des instruments dérivés désignés en tant que couvertures.

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 2010			31 décembre 2009		
Instruments dérivés sur l'électricité	–	–	–	0,4 TWh	1 an	16
Couvertures de taux d'intérêt de variable à fixe	35	De 1 an à 9 ans	(4)	38	De 1 an à 10 ans	(4)
Couvertures différées de taux d'intérêt	375	De 1 an à 12 ans	21	490	De 1 an à 13 ans	3

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 6 millions de dollars et de 7 millions de dollars, qui comprennent l'incidence des impôts sur les bénéfices, relatives à des instruments dérivés admissibles à la comptabilité de couverture ont été imputées au résultat net des exercices terminés respectivement les 31 décembre 2010 et 2009. Les pertes nettes existantes de 5 millions de dollars déjà comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2010 devraient être reclassées dans le résultat net d'ici les 12 prochains mois.

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 2010		31 décembre 2009	
Instruments dérivés sur marchandises				
Actif	1,7 TWh	3	3,6 TWh	7
Passif	0,07 TWh	–	1,3 TWh	(6)
		3		1
Réserve au titre de la liquidité du marché		–		(1)
Total		3		–

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 1 million de dollars au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010 (augmentation de 3 millions de dollars en 2009).

En vertu du contrat de location des centrales Bruce, les revenus tirés du contrat sont réduits chaque année civile où le PHEO moyen chute 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 du *Manuel de l'ICCA*. OPG a comptabilisé un passif de 163 millions de dollars au 31 décembre 2010 (118 millions de dollars en 2009), qui reflète la juste valeur d'un dérivé incorporé dans le contrat de location conclu avec Bruce Power L.P. Cette augmentation de la juste valeur du dérivé constituant un passif résulte principalement des réductions du PHEO moyen futur prévu depuis le début de 2010. En vertu d'autres hypothèses raisonnablement possibles, les incidences du changement des prix futurs prévus de l'électricité allaient d'une diminution des

créditeurs à long terme de 83 millions de dollars à une augmentation de 86 millions de dollars. Cette analyse de la sensibilité est établie en fonction de l'évaluation existante des conditions du marché compte tenu des fluctuations historiques des prix de l'électricité. L'incidence sur l'état des résultats à la suite des variations du passif est contrebalancée par l'incidence sur l'état des résultats du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

HIÉRARCHIE 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)	31 décembre 2010			
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Fonds de déclassement	2 540	2 698	29	5 267
Fonds pour combustible irradié	2 722	3 225	32	5 979
Couvertures différées de taux d'intérêt	–	(21)	–	(21)
Instruments dérivés sur marchandises	–	–	–	–
Investissements dans OPGV	13	–	17	30
Couvertures de taux d'intérêt de variable à fixe	–	(4)	–	(4)
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	–	–	(163)	(163)
Total de l'actif et du passif	5 275	5 898	(85)	11 088

(en millions de dollars)	31 décembre 2009			
	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 des centrales 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 2010, 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.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009

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 aux dates du bilan consolidé. 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 et passifs d'OPG mesurés à la juste valeur, selon le niveau 3, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

(en millions de dollars)	Fonds de déclas- sement	Fonds pour combustible irradié	Investis- sements dans OPGV	Papier commercial adossé à des actifs	Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce
Solde d'ouverture	–	–	17	36	(118)
Total des pertes compris dans le bénéfice net ¹	(1)	(1)	–	(3)	(45)
Achats	34	36	–	–	–
Règlements	(4)	(3)	–	(33)	–
Solde de clôture	29	32	17	–	(163)

¹ Le total des pertes exclut l'incidence des actifs et passifs réglementaires.

Analyse de sensibilité

L'évaluation du dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales 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 avant impôts ¹
Changement favorable des hypothèses relatives aux prix de l'électricité	(83)	83
Changement défavorable des hypothèses relatives aux prix de l'électricité	86	(86)

¹ Le bénéfice net avant impôts exclut l'incidence des actifs et passifs réglementaires.

Les volatilités des placements d'OPG dans OPGV 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 2008 de la CEO sur les tarifs réglementés d'OPG, 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 2010 et 2009 :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2010	2009
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	385	978
Dette à long terme	3 843	3 068
Lettres de crédit ¹	281	231
Total de la dette	4 509	4 277
Total des capitaux propres	8 081	7 477
Total de la structure du capital	12 590	11 754
Ratio d'endettement	36 %	36 %

¹ La lettre de crédit de la SGDN de 2 millions 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 2010.

15. Actions ordinaires

Aux 31 décembre 2010 et 2009, 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 l'actionnaire d'OPG.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009

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, déposés devant la Cour de justice supérieure de l'Ontario, 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 (collectivement « 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 que British Energy avait 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. Cet arbitrage a commencé le 5 avril 2010. Les plaidoiries de l'arbitrage ont été remises et devraient avoir lieu au cours du deuxième trimestre de 2011. L'arbitre pourrait prendre un certain temps pour rendre une décision après avoir entendu les plaidoiries.

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 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. Cette requête devait être entendue le 5 mars 2010, mais la procédure a été ajournée à la demande de British Energy. La date à laquelle la requête doit être entendue reste encore à déterminer.

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. Cet avis d'action a été suivi d'une signification de la déclaration officielle en juin 2010 des mêmes parties cherchant la même compensation. OPG continue d'évaluer les fondements du litige.

Une notice d'arbitrage a été signifiée à OPG et à la SFIEO par une Première nation. La SFIEO a ensuite été exemptée des procédures d'arbitrage. 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'arbitrage devant évaluer s'il existe des responsabilités au titre des dommages se poursuit. 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 en lien avec certaines des questions soulevées par ces Premières nations contre OPG totalisent 97 millions de dollars, et les 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

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 certaines autres obligations environnementales. Au 31 décembre 2010, OPG avait comptabilisé une provision pour obligations environnementales de 39 millions de dollars (40 millions de dollars en 2009).

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 2010 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2011	2012	2013	2014	2015	Par la suite	Total
Obligations contractuelles :							
Ententes d'achat de combustible	341	201	139	76	73	107	937
Cotisations effectuées dans le cadre de l'ONFA	250	240	157	94	96	662	1 499
Remboursement de la dette à long terme	384	412	12	13	515	2 895	4 231
Intérêt sur la dette à long terme	216	188	173	173	166	721	1 637
Obligations d'achat non conditionnelles	22	22	22	22	25	15	128
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation	29	31	32	33	35	–	160
Permis d'exploitation	33	38	40	50	50	–	211
Cotisations aux régimes de retraite ¹	280	–	–	–	–	–	280
Divers	48	44	39	93	16	55	295
	1 603	1 176	614	554	976	4 455	9 378
Engagements commerciaux importants :							
Tunnel de Niagara	231	143	44	1	–	–	419
Lower Mattagami	361	434	508	194	182	–	1 679
Total	2 195	1 753	1 166	749	1 158	4 455	11 476

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 et du régime de retraite agréé de la SGDN au 1^{er} janvier 2010. Les cotisations peuvent être modifiées de façon importante en raison des évaluations actuarielles au 1^{er} janvier 2011, lesquelles doivent être effectuées d'ici le 30 septembre 2011 pour ce qui est du régime d'OPG et d'ici le 30 juin 2011 pour ce qui est du régime de la SGDN. Les cotisations subissent l'incidence de divers facteurs, y compris le rendement du marché, les modifications aux hypothèses actuarielles, les résultats techniques des régimes, l'évolution de l'environnement réglementaire des régimes et le calendrier des évaluations actuarielles. Les besoins de capitalisation après 2011 sont exclus en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires aux prévisions de l'échéancier des flux de trésorerie futurs.

Tunnel de Niagara

Au 31 décembre 2010, le tunnelier avait progressé de 9 152 mètres, ce qui représente 90 % de la longueur du tunnel. Les coûts et le calendrier des travaux d'excavation du tunnel et d'installation du revêtement continueront à créer des incertitudes. Indépendamment de l'incertitude, le tunnel de Niagara devrait être terminé au coût de 1,6 milliard de dollars en décembre 2013, soit selon les limites du budget révisé approuvé et la date révisée de fin du projet.

Les dépenses en immobilisations attribuables au projet pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 se sont établies à 231 millions de dollars, et les dépenses en immobilisations cumulatives, à 880 millions de dollars. Le projet est financé par emprunt par l'intermédiaire de la SFIEO. OPG a signé une modification à la facilité de crédit du projet du tunnel de Niagara conclue avec la SFIEO pour financer le projet jusqu'à concurrence de 1,6 milliard de dollars.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009

Lower Mattagami

Les activités de construction sur la rivière Lower Mattagami ont commencé en juin 2010 et visent à ajouter une nouvelle unité à chacune des centrales existantes Little Long, Harmon et Kipling. De plus, OPG remplacera la centrale Smoky Falls existante par une nouvelle centrale comprenant trois unités. À la fin du projet en juin 2015, la capacité de production des quatre centrales de la rivière Lower Mattagami devrait augmenter de 438 MW.

OPG et l'OEO ont signé une CAEH au cours de l'année. Un accord global a été conclu avec une 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. Selon cet accord, la Première nation pourra acquérir une participation pouvant aller jusqu'à 25 % dans le projet. Au 31 décembre 2010, les dépenses cumulatives s'élevaient à 292 millions de dollars. Le budget pour le projet s'établit à 2,6 milliards de dollars et comprend le contrat de conception-construction, ainsi que des réserves pour éventualités, des intérêts et d'autres coûts engagés par OPG, notamment pour la gestion de projets, la gestion des contrats, les ententes relatives aux répercussions conclues avec les Premières nations et les coûts liés au raccordement.

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 2012. Au 31 décembre 2010, OPG comptait environ 11 800 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 et les ventes à terme au 1^{er} janvier 2005, a fait l'objet d'une limite de revenus. Le rabais associé à la limite de revenus est arrivé à échéance le 30 avril 2009.

Le passif au titre du rabais associé à la limite de revenus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 se présente comme suit :

(en millions de dollars)	2009
Passif au début de l'exercice	85
Augmentation de la provision au cours de l'exercice	27
Paiements effectués au cours de l'exercice	(112)
Passif à la fin de l'exercice	—

18. Autres pertes et (gains)

(en millions de dollars)	2010	2009
Variation du coût estimatif nécessaire au déclassement des centrales thermiques	–	(9)
PCAA (notes 4 et 13)	3	(1)
Divers	2	–
Autres pertes et (gains)	5	(10)

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 pertes et gains 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'un contrat de location et d'ententes liées conclus avec Bruce Power L.P. qui visent les centrales nucléaires Bruce. Les revenus du secteur comprennent des revenus locatifs 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 auxiliaires. Les revenus connexes sont gagnés au moyen des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive. Les revenus tirés de la vente d'isotopes et de services auxiliaires sont compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour les installations nucléaires d'OPG.

Centrales nucléaires Bruce

En mai 2001, OPG a loué ses centrales nucléaires Bruce A et Bruce B à Bruce Power L.P. jusqu'en 2018, avec une option de renouvellement maximale de 25 ans.

Au cours de 2010, OPG a comptabilisé des revenus de location liés aux centrales Bruce de 232 millions de dollars (160 millions de dollars en 2009). La valeur comptable nette des immobilisations louées à Bruce Power L.P. s'établissait à 855 millions de dollars au 31 décembre 2010 (1 073 millions de dollars en 2009).

GESTION DES DÉCHETS NUCLÉAIRES RÉGLEMENTÉE

Les activités du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée consistent en la gestion du combustible nucléaire irradié de faible activité ou de moyenne activité, le déclassement des centrales nucléaires d'OPG (y compris les centrales louées à Bruce Power L.P.), 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 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 et d'ententes liées conclus avec Bruce Power L.P. 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.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009

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 auxiliaires, 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. Ces revenus connexes sont compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour ces installations.

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 auxiliaires, 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 auxiliaires, 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 relativement à une convention de conversion énergétique entre Brighton Beach et Shell Energy North America (Canada) Inc. Le secteur 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 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.

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. Les honoraires de services compris dans les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par secteur pour les exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2010	2009
Production nucléaire réglementée	25	27
Production hydroélectrique réglementée	2	3
Production hydroélectrique non réglementée	3	4
Production thermique non réglementée	8	9
Divers	(38)	(43)

Bénéfice (perte) sectoriel(le) pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 (en millions de dollars)	Activités réglementées			Activités non réglementées				Total
	Nucléaires	Gestion des déchets nucléaires	Hydro-électriques	Hydro-électriques	Thermiques	Divers	Éliminations	
Revenus	3 030	45	742	497	936	168	(43)	5 375
Charges liées au combustible	185	–	254	64	405	–	–	908
Marge brute	2 845	45	488	433	531	168	(43)	4 467
Exploitation, maintenance et administration	2 101	52	99	227	449	18	(43)	2 903
Amortissement	401	–	62	73	103	59	–	698
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	–	653	–	–	7	–	–	660
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	–	(668)	–	–	–	–	–	(668)
Impôt foncier et impôt sur le capital	39	–	11	4	13	10	–	77
Restructuration	–	–	–	–	27	–	–	27
Autres pertes	2	–	–	–	–	3	–	5
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	302	8	316	129	(68)	78	–	765

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)
Charges liées au combustible	3 179 210	44 –	782 264	605 104	901 413	143 –	(41) –	5 613 991
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	–	–	–	–	(9)	(1)	–	(10)
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	390	52	327	209	(99)	74	–	953

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009

Principales données du bilan consolidé au 31 décembre 2010 (en millions de dollars)	Activités réglementées			Activités non réglementées			Total
	Nucléaires	Gestion des déchets nucléaires	Hydro- électriques	Hydro- électriques	Thermiques	Divers	
Immobilisations corporelles en service, montant net	3 963	–	3 750	3 324	282	759	12 078
Construction en cours	174	–	913	367	20	3	1 477
Immobilisations corporelles, montant net	4 137	–	4 663	3 691	302	762	13 555
Actifs incorporels en service, montant net	18	–	–	2	1	19	40
Développement en cours	3	–	–	–	–	5	8
Actifs incorporels, montant net	21	–	–	2	1	24	48
Matières et fournitures, montant net :							
Court terme	65	–	–	–	19	1	85
Long terme	364	–	–	1	35	–	400
Stocks de combustible	337	–	–	–	397	–	734
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	–	(12 547)	–	–	(151)	(6)	(12 704)
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	–	11 246	–	–	–	–	11 246

Principales données du bilan consolidé au 31 décembre 2009 (en millions de dollars)	Activités réglementées			Activités non réglementées			Total
	Nucléaires	Gestion des déchets nucléaires	Hydro- électriques	Hydro- électriques	Thermiques	Divers	
Immobilisations corporelles 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 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 2010							
Dépenses en immobilisations corporelles et actifs incorporels	211	–	272	442	23	30	978
Exercice terminé le 31 décembre 2009							
Dépenses en immobilisations corporelles et actifs incorporels	200	–	254	239	32	27	752

20. Opérations entre parties liées

Étant donné que la Province détient toutes les actions d'OPG, les parties liées comprennent la Province, Infrastructure Ontario, l'OEO 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 :

(en millions de dollars)	Revenus 2010	Charges	Revenus 2009	Charges
Hydro One				
Ventes d'électricité	18	–	20	–
Services	–	16	–	13
Province d'Ontario				
Frais sur les revenus bruts, droits d'utilisation de l'eau et impôt foncier	–	116	–	146
Garanties	–	7	–	4
Garantie du taux de rendement du Fonds pour combustible irradié	–	186	–	493
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts et impôt foncier de remplacement	–	208	–	224
Intérêts débiteurs sur les effets à long terme	–	203	–	210
Impôts sur le capital	–	11	–	31
Impôts sur les bénéfices, déduction faite des crédits d'impôt à l'investissement	–	77	–	199
Entente de soutien d'urgence	258	–	412	–
Infrastructure Ontario				
Remboursement des charges engagées durant l'approvisionnement de nouvelles unités de production nucléaire	–	3	–	21
SIERE				
Ventes d'électricité	4 215	27	4 434	31
Rabais associé à la limite de revenus	–	–	(27)	–
Services auxiliaires	61	–	153	–
OEO	142	–	45	–
	4 694	854	5 037	1 372

Au 31 décembre 2010, les débiteurs comprenaient une somme de 3 millions de dollars (2 millions de dollars en 2009) à recevoir de Hydro One, une somme de 129 millions de dollars (189 millions de dollars en 2009) à recevoir de la SIERE, et une somme de 22 millions de dollars (6 millions de dollars en 2009) à recevoir de l'OEO. Les créditeurs et les charges à payer au 31 décembre 2010 comprenaient un montant de 2 millions de dollars (3 millions de dollars en 2009) à payer à Hydro One et un montant de 3 millions de dollars (21 millions de dollars en 2009) à payer à Infrastructure Ontario.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

des exercices terminés les 31 décembre 2010 et 2009

21. Coentreprises

Les coentreprises importantes comprennent Brighton Beach et le PEC, qui sont détenues 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 :

(en millions de dollars)	2010	2009
Quote-part de l'exploitation des coentreprises		
Revenus	97	76
Charges	(62)	(49)
Bénéfice net	35	27
Quote-part des flux de trésorerie des coentreprises		
Activités d'exploitation	74	34
Activités d'investissement	(3)	(17)
Activités de financement	(76)	(25)
Quote-part des variations des liquidités	(5)	(8)
Quote-part des bilans des coentreprises		
Actif à court terme	25	31
Actif à long terme	553	583
Passif à court terme	(15)	(14)
Passif à long terme	(167)	(172)
Quote-part de l'actif net	396	428

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 (30 millions de dollars en 2009), 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 2010 ont reculé de 1 million de dollars (11 millions de dollars en 2009). Les gains réalisés nets d'OPGV ont été de néant en 2010 (7 millions de dollars en 2009).

Les gains et les pertes latents bruts sur le placement détenu par OPGV au 31 décembre 2010 s'établissaient respectivement à 11 millions de dollars et 25 millions de dollars. Les gains et les pertes latents bruts sur le placement détenu par OPGV au 31 décembre 2009 s'établissaient respectivement à 11 millions de dollars et 24 millions de dollars.

23. Recherche et développement

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, des frais de recherche et de développement de 127 millions de dollars (112 millions de dollars en 2009) ont été imputés aux résultats.

24. Variation nette des soldes du fonds de roulement hors caisse

(en millions de dollars)	2010	2009
Débiteurs	101	105
Charges payées d'avance	5	(15)
Stocks de combustible	103	(101)
Matières et fournitures	47	–
Rabais associé à la limite de revenus	–	27
Créditeurs et charges à payer	(189)	(103)
Impôts sur les bénéfices et impôt sur le capital à recouvrer	(20)	(149)
	47	(236)

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 de Lac Seul. 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. Restructuration

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. Les fermetures ont eu lieu le 1^{er} octobre 2010. OPG s'est entretenue avec les principales parties prenantes, dont la Society of Energy Professionals et le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique, conformément à leurs conventions collectives respectives. Tel qu'il est prescrit dans les conventions collectives, des charges de restructuration de 27 millions de dollars ont été comptabilisées en 2010 pour les employés qui ont choisi de démissionner. La variation des passifs au titre de la restructuration liée aux coûts des indemnités de départ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 est comme suit :

(en millions de dollars)	2010
Passif au début de l'exercice	–
Charges de restructuration au cours de la période	27
Paielements effectués au cours de la période	(12)
Passif à la fin de l'exercice	15

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



Donn Hanbidge
Vice-président principal
et chef des finances



Barb Keenan *
Vice-présidente principale
Ressources humaines
et chef de l'éthique



Catriona King
Vice-présidente
et secrétaire générale



Pat McNeil *
Vice-président principal
Développement des affaires et
chef de la gestion des risques



John Murphy
Vice-président directeur
Hydroélectricité



Wayne Robbins
Chef du nucléaire



W.R. (Bill) Robinson *
Vice-président directeur
Remise en état de centrales
nucléaires, Projets et soutien



Colleen Sidford
Vice-présidente et trésorière

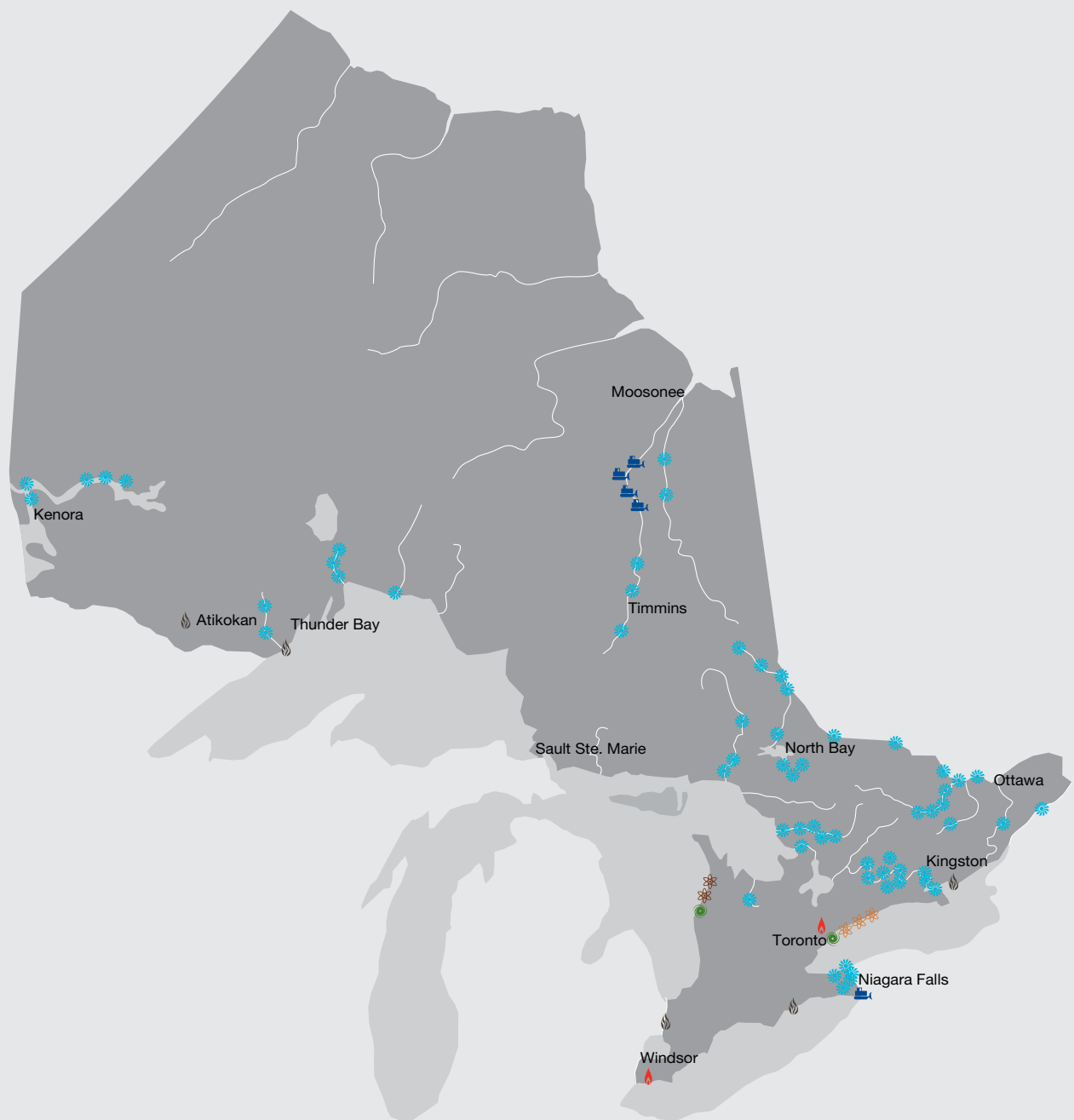


Albert Sweetnam*
Vice-président directeur
Nouveau projet
nucléaire Darlington

* Membres de la haute
direction nommés en 2010

Installations d'Ontario Power Generation

Au 31 décembre 2010, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 19 931 MW.



3

centrales
nucléaires



2

centrales
nucléaires
louées



5

centrales
thermiques



2

centrales
alimentées
au gaz en
copropriété*



65

centrales
hydroélectriques



2

turbines
éoliennes



2

projets
hydroélectriques
en construction**

* 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 et ATCO Power Canada Ltd).

** Comprendent deux projets hydroélectriques : 1) le tunnel de Niagara, situé près de Niagara Falls; et 2) le projet Lower Mattagami dans le nord-est de l'Ontario, qui viendra ajouter des unités de production aux centrales existantes de Little Long, Harmon et Kipling et également remplacer une quatrième centrale, la centrale de Smokey Falls, par une nouvelle centrale dotée de trois groupes turbo-alternateurs au site existant.

AJAX, ATIKOKAN, CAMPBELLFORD, CANTON DE ST. CLAIR, CLARINGTON, COMTÉ DE HALDIMAND, CORNWALL, GRAND NAPANEE, KAPUSKASING, NATION TAYKWA TAGAMOU, NIAGARA FALLS, NORTH BAY, OSHAWA, PICKERING, PREMIÈRE NATION MATTAGAMI, PREMIÈRE NATION MOOSE CREE, RENFREW, THUNDER BAY, TIMMINS, WHITBY, AJAX, ATIKOKAN, CAMPBELLFORD, CANTON DE ST. CLAIR, CLARINGTON, COMTÉ DE HALDIMAND, CORNWALL, GRAND NAPANEE, KAPUSKASING, NATION TAYKWA TAGAMOU, NIAGARA FALLS, NORTH BAY, OSHAWA, PICKERING, PREMIÈRE NATION MATTAGAMI, PREMIÈRE NATION MOOSE CREE, RENFREW, THUNDER BAY, TIMMINS, WHITBY,

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., 2011.

ONTARIOPOWER
GENERATION