

RAPPORT ANNUEL 2016



ONTARIOPOWER
GENERATION

FAITS SAILLANTS FINANCIERS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2016	2015
REVENUS		
Revenus	5 653	5 476
Charges liées au combustible	727	687
Marge brute	4 926	4 789
CHARGES		
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 747	2 783
Amortissement	1 257	1 100
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	929	895
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(746)	(704)
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	(37)	(39)
Impôts fonciers	46	45
Restructuration	6	6
	4 202	4 086
Bénéfice avant autres (gains) pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	724	703
Autres (gains) pertes	(17)	14
Intérêts débiteurs, montant net	120	180
Charge d'impôts	168	92
BÉNÉFICE NET	453	417
Production d'électricité (TWh)	78,2	78,0
FLUX DE TRÉSORERIE		
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	1 705	1 465

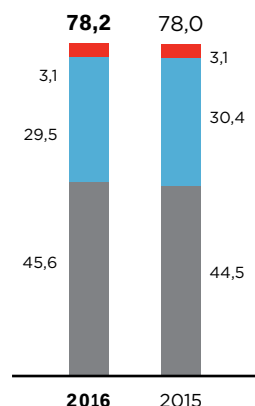
REVENUS ET POINTS SAILLANTS D'EXPLOITATION

Légende

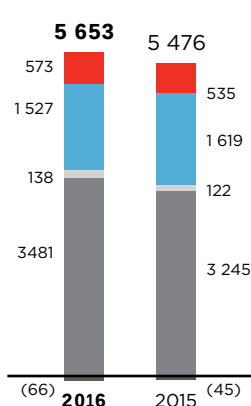
- Portefeuille de production liée par contrat*
- Production hydroélectrique réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production nucléaire réglementée
- Divers

* Comprend les centrales thermiques et hydroélectriques d'OPG qui sont liées par un contrat, les turbines éoliennes et la quote-part revenant à OPG des centrales Portlands Energy Centre et Brighton Beach.

Production d'électricité (en TWh)



Revenus (en millions de dollars)



Capacité de production en service (en MW) 31 décembre 2016

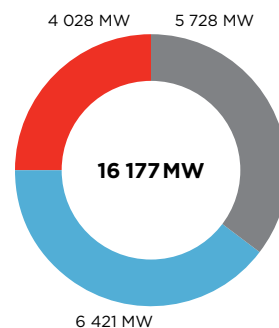


TABLE DES MATIÈRES

1 Profil de l'entreprise

2 Mot du président
du conseil et du
président

6 Principales
réalisations

9 Rapport de gestion

104 États financiers
consolidés

113 Notes afférentes
aux états financiers
consolidés

182 Membres de la haute
direction

183 Installations
d'Ontario Power
Generation

PROFIL DE L'ENTREPRISE

OPG met l'accent sur la production efficace et fiable ainsi que sur la vente d'électricité provenant de ses actifs de production, tout en assurant une exploitation sécuritaire, transparente 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.

Le portefeuille diversifié de production de la Société est composé de deux centrales nucléaires, de 65 centrales hydroélectriques, de trois centrales thermiques en exploitation, dont deux sont alimentées à la biomasse, et d'une turbine éolienne.

OPG possède également deux autres centrales nucléaires, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. De plus, la Société possède en copropriété, mais sans les exploiter, la centrale alimentée au gaz Brighton Beach avec ATCO Power Canada Ltd., et la centrale alimentée au gaz Portlands Energy Centre avec TransCanada Energy Ltd.

Au 31 décembre 2016, le portefeuille de production d'électricité d'Ontario Power Generation (OPG) avait une capacité en service de 16 177 mégawatts (MW) :

2 

**Centrales
nucléaires**

65 

**Centrales
hydroélectriques**

3 

**Centrales
thermiques**

1 

**Turbine
éolienne**

MOT

DU PRÉSIDENT DU CONSEIL ET DU PRÉSIDENT



BERNARD LORD

Président du conseil
d'administration



JEFF LYASH

Président et chef de la
direction

OPG est le plus important producteur d'électricité à émissions de carbone quasi inexistantes d'Amérique du Nord. Nous produisons environ la moitié de l'électricité de l'Ontario, à un coût 40 % moins élevé que celui d'autres producteurs, et plus de 99 % de notre production se fait sans émission de smog et de carbone.

En 2016, OPG a fait des investissements importants dans une série d'initiatives complexes, dont un projet à réserve pompée, la remise en état novatrice de centrales nucléaires, le développement de l'hydroélectricité et des partenariats avec les communautés autochtones, contribuant ainsi à éliminer largement les émissions de carbone du réseau électrique de l'Ontario.

Faits saillants opérationnels

La vigueur opérationnelle et financière d'OPG en 2016 nous place avantageusement pour continuer à faire progresser les importants projets de production électrique en cours dans l'ensemble de l'organisation.

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire s'est établi à 436 millions de dollars en 2016, contre 402 millions de dollars en 2015. La production nucléaire a

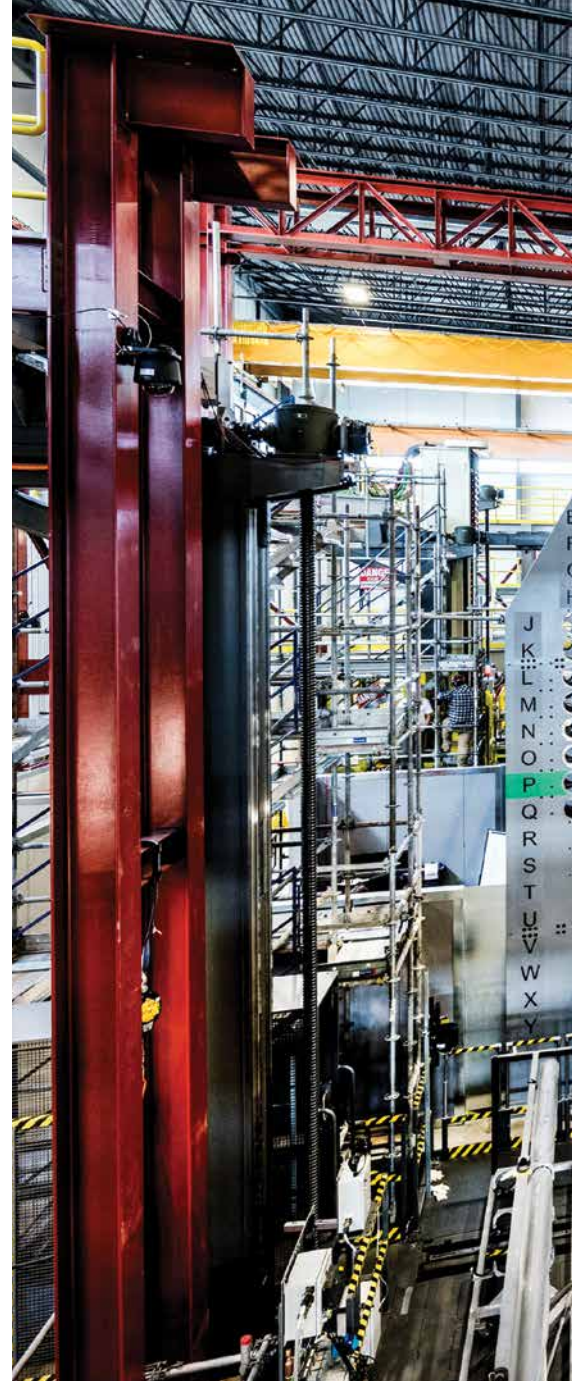
amené un bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices légèrement plus élevé, par suite d'une hausse de la production nucléaire de 1,1 TWh.

La production totale d'OPG a augmenté cette année, nos actifs de production demeurant très fiables.

Investir en Ontario

Le 15 octobre 2016, OPG a lancé le plus important projet d'énergie

propre du Canada actuellement en cours : la remise en état de la centrale nucléaire Darlington, au coût de 12,8 milliards de dollars, de cette centrale couvrant environ 20 % des besoins en électricité de l'Ontario. La remise en état au milieu du cycle de vie prolongera de 30 ans l'existence de la centrale de quatre unités, tout en retirant l'équivalent de deux millions d'automobiles par année des routes de l'Ontario, ou 300 millions de tonnes d'émissions de carbone évitées.





1 | L'imposante installation de simulation de 480 canaux de combustible au complexe énergétique Darlington donne aux employés la chance de parfaire leurs compétences avant d'entrer dans le véritable réacteur.

Soixante entreprises participent en Ontario à la remise en état de Darlington. En tout, le projet qui s'échelonne sur dix ans, combiné aux 30 années d'exploitation ajoutées pour Darlington, augmentera le PIB de l'Ontario de près de 90 milliards de dollars et créera en moyenne 14 200 nouveaux emplois par année au cours de cette période.

S'inscrivant dans un plan nucléaire intégré, la centrale nucléaire Pickering jouera un rôle d'une importance extrême pour

nous permettre de tenir notre engagement de produire une électricité propre, fiable et à coût faible pendant la remise en état de Darlington. En 2016, OPG a investi beaucoup de temps et d'argent en vue de rehausser la performance de la centrale nucléaire Pickering en préparation de son exploitation continue comme prévu jusqu'en 2024.

La centrale Pickering est l'un des principaux actifs de production de l'Ontario. Elle fournit 14 % de l'électricité de la province, et ce,

de façon fiable et pratiquement sans émissions de carbone. Elle affiche l'une des notes de sécurité les plus élevées de l'industrie. La poursuite de l'exploitation de Pickering jusqu'en 2024 fera économiser aux consommateurs d'électricité ontariens jusqu'à 600 millions de dollars, assurera plus de 4 500 emplois et alimentera le PIB de la province de 1,2 milliard de dollars par année, tout en évitant l'émission d'au moins 17 millions de tonnes de carbone.

Nous croyons qu'une électricité propre et fiable est essentielle à un avenir en santé et à une économie forte.

État d'avancement des projets

Tout au long de 2016, nous avons fait des progrès considérables sur de nombreux projets hydroélectriques, notamment sur la remise en état du réservoir de 300 hectares de la centrale hydroélectrique Sir Adam Beck.

OPG a investi 60 millions de dollars pour remettre en état le réservoir pour la centrale de Niagara Falls, une source importante d'électricité flexible, sans émission de carbone. La remise en état a débuté en 2016 et a été achevée à l'avance en février 2017, en plus d'ajouter 50 années à la durée de vie du réservoir.

En 2016, OPG et son partenaire Coral Rapids Power, société en propriété exclusive de la Nation Taykwa Tagamou, ont poursuivi la construction de la nouvelle centrale Peter Sutherland Sr. dans le nord de l'Ontario. Ce projet hydroélectrique de 300 millions de dollars vient accroître la production d'énergie renouvelable d'OPG, tout en employant jusqu'à 220 travailleurs pendant la construction. Mise en service en mars 2017, bien avant la date d'achèvement initiale de 2018, la centrale de 28 mégawatts fournit

de l'énergie hydroélectrique propre et fiable à plus de 25 000 demeures. Ce n'est là qu'un des projets issus de partenariats de mise en valeur novatrice avec les communautés autochtones. Les partenaires reçoivent leur quote-part et les avantages durables de la formation de la main-d'œuvre et de nouvelles compétences.

Enfin, en mars 2016, OPG et son partenaire Six Nations Development Corporation ont été retenus par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité pour aménager une centrale solaire de 44 mégawatts sur le site de la centrale Nanticoke et sur les terres adjacentes en bordure du lac Érié. Le projet de centrale solaire Nanticoke transformera l'ancienne centrale au charbon en une installation d'énergie solaire propre.

La sécurité avant tout

La performance d'OPG en matière de sécurité demeure constamment parmi les meilleures des entreprises canadiennes de services publics d'électricité comparables. En 2016, nous avons reçu le prix du président, niveau or, de l'Association canadienne de

l'électricité pour la performance en matière de sécurité. OPG satisfaisait aux critères de cette catégorie pour la troisième année de suite.

Nos employés se dévouent quotidiennement à l'atteinte de l'objectif de n'avoir aucune blessure, tout en protégeant les collectivités et l'environnement. Nous continuerons à faire de la sécurité une priorité tout en nous assurant de livrer les projets dans les délais et selon les budgets.



1



Une électricité qui fait la différence

À titre de plus important producteur d'électricité propre à faible coût de l'Ontario, OPG est d'avis que le travail que nous accomplissons va au-delà de l'énergie que nous produisons. Nous croyons qu'une électricité propre et fiable est essentielle à un avenir en santé et à une économie forte. Nous croyons également que le coût de l'électricité doit demeurer aussi bas que possible

pour aider à modérer le prix payé par le consommateur.

OPG veillera sans cesse à dégager un rendement solide et fiable dans toutes nos activités et tous nos projets. Nous y parviendrons en nous en remettant à nos employés compétents et dévoués. Nombre de nos réalisations sont attribuables aux compétences et au dévouement de notre personnel. Nous sommes fiers de ce qu'ils ont fait et nous les remercions de leur apport considérable à OPG en 2016.

Bernard Lord

BERNARD LORD

Président du conseil d'administration

Jeff Lyash

JEFF LYASH

Président et chef de la direction

1 | La nouvelle centrale Peter Sutherland Sr. servira jusqu'à 25 000 demeures et commerces.

2 | On planifie la transformation de la centrale Nanticoke en une centrale solaire de 44 MW.

3 | Jeff Lyash se joint au personnel du complexe énergétique Darlington pour lancer le projet de remise en état.

PRINCIPALES RÉALISATIONS DE 2016



Début de la remise en état de la centrale Darlington

En octobre 2016, OPG a lancé le plus important projet d'énergie propre : la remise en état de la centrale nucléaire Darlington, à Clarington. Le réacteur de l'unité 2 a été arrêté et la première phase du projet, soit le déchargement du combustible, a pu commencer. Pour les consommateurs, la réfection du quatrième réacteur de Darlington mènera à la production sûre et fiable d'électricité propre pendant les 30 prochaines années et contribuera près de 90 milliards de dollars à l'économie de l'Ontario. Le projet devrait être terminé au plus tard en 2026.



OPG et son partenaire retenus pour aménager la centrale solaire Nanticoke

OPG et son partenaire Six Nations Development Corporation ont été choisis par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité pour aménager une centrale solaire de 44 MW sur le site de la centrale Nanticoke et les terres adjacentes sur les berges du lac Érié. Le projet de la centrale solaire Nanticoke, qui inclura l'ancienne centrale de production au charbon, arrêtée en 2013, transformera le site en centrale de production solaire propre et fiable. Il s'agit du quatrième partenariat d'OPG avec des intérêts autochtones.



OPG et son partenaire Bruce Power continueront de produire du Cobalt 60 à usage médical

OPG et Bruce Power ont signé un protocole d'entente pour continuer de fournir ensemble à long terme du Cobalt 60 à usage médical. Leur collaboration avec Nordion (société d'Ottawa) représente en ce moment 70 % de l'offre mondiale de Cobalt 60. Cet isotope radioactif sert à stériliser le matériel médical et ioniser certains produits alimentaires. Actuellement, le Cobalt 60 provient de trois unités de la centrale nucléaire Pickering et de quatre réacteurs de Bruce B.



Financement complété pour le projet Lower Mattagami

À l'automne, OPG a clôturé une émission d'obligations par placement privé atteignant 220 millions de dollars. Le produit de l'émission a porté à 1,8 milliard de dollars le financement obtenu pour le projet, qui a été achevé fin 2014 avant l'échéance et sans dépassement du budget. Le redéveloppement et l'agrandissement de quatre centrales hydroélectriques sur le cours inférieur de la rivière Mattagami porte la capacité de production totale à 924 mégawatts, une hausse de 438 mégawatts.



Meilleure note de sécurité intégrée pour la centrale Pickering

La Commission canadienne de sûreté nucléaire a attribué à la centrale nucléaire Pickering sa meilleure note possible pour la sécurité. Selon le rapport de sécurité nucléaire, la centrale Pickering a mérité la note « Entièrement satisfaisant », sa meilleure à vie. La centrale Pickering continuera de fournir à l'Ontario une production d'électricité sûre, propre et fiable, jusqu'en 2024. La centrale fournira à l'Ontario l'appoint d'électricité nécessaire pendant la remise en état de la centrale Darlington.



Certification LEED or pour la centrale Smoky Falls

La centrale Smoky Falls/Kâpâškilehtehk, construite par OPG en partenariat avec la Première Nation Moose Cree, a obtenu la certification or LEED (Leadership in Energy and Environmental Design) du Conseil du bâtiment durable du Canada. Remplaçant une centrale de 83 ans, la nouvelle centrale fait partie du projet hydroélectrique de 2,6 milliards de dollars construit sur la rivière Lower Mattagami, qui a ajouté 438 mégawatts d'hydroélectricité propre et renouvelable. La certification or tient compte de l'efficacité et de la viabilité environnementale intégrées dans la conception et la construction de la centrale, notamment le choix d'un site fondé sur le développement durable, le recyclage de matériaux de construction et l'utilisation de pompes géothermiques réduisant les émissions.



Prix pour le leadership en collaboration et partenariats

Honorée pour son engagement continu avec des communautés autochtones locales, OPG a reçu en novembre 2016 le Prix Électricité durable de l'ACÉ 2016 décerné pour l'Esprit d'initiative en matière de collaboration externe et de partenariats. Ce prix est remis à une entreprise ayant fait preuve d'un engagement solide envers la collaboration externe et les partenariats avec les Autochtones, les collectivités locales et les autres parties prenantes.



Construction achevée de la centrale Peter Sutherland Sr.

La construction de la centrale Peter Sutherland Sr. s'est poursuivie en 2016. Il s'agit du troisième partenariat d'OPG avec des intérêts autochtones de l'Ontario. La centrale de 28 mégawatts a été terminée en mars 2017, très en avance sur le calendrier initial de 2018. Voilà un autre exemple du modèle de partenariat solide entre OPG et des communautés autochtones de l'Ontario, qui produit de l'énergie renouvelable et apporte des avantages économiques durables.



Succès en intendance environnementale

En 2016, OPG et ses partenaires attachés à la biodiversité et la conservation ont planté 250 000 arbres et arbustes indigènes sur des habitats forestiers ou humides, nouveaux ou non, achevant ainsi notre engagement de reforestation de 15 ans le long de Frenchman's Bay, à Pickering. Depuis 2000, nous avons planté plus de 6,5 millions d'arbres.



Ajout de 50 ans à la durée de vie du réservoir

OPG a dépensé 60 millions de dollars pour rénover le réservoir de la centrale Sir Adam Beck à réserve pompée, à Niagara Falls, source importante et souple d'électricité sans carbone. Construite en 1957, la centrale peut déplacer jusqu'à 600 mégawatts de production à carburant fossile pendant une durée optimale de 8 heures, en pompant 680 000 litres d'eau par seconde dans son réservoir. La centrale utilise de l'électricité pendant les périodes hors pointe pour pomper l'eau dans le réservoir, et s'abstient quand la demande d'électricité est forte. Commencée en 2016, la rénovation, qui a prolongé la durée de vie du réservoir de 50 ans, s'est terminée en avance sur l'échéance, soit en février 2017.



75 millions de dollars investis dans l'unité 8 de la centrale Pickering

OPG a investi de nouveau afin de maintenir la performance de la centrale Pickering, dépensant 75 millions de dollars pour l'arrêt planifié de maintenance et inspection du réacteur de l'unité 8. L'unité de 500 mégawatts a été mise hors service le 1^{er} mars, après plus de 215 jours consécutifs de production fiable et propre d'électricité. OPG a dépensé plus de 200 millions de dollars pour la centrale Pickering depuis 2010. L'arrêt planifié de maintenance et inspection de l'unité 8 a compté plus de 20 000 tâches. Avec cet investissement, la centrale Pickering restera l'un des plus importants actifs de production de l'Ontario.



Darlington classée parmi les meilleures centrales nucléaires du monde, pour une troisième année de suite

Pour une troisième année de suite, une évaluation internationale de l'industrie a classé la centrale nucléaire Darlington parmi les centrales nucléaires les plus sûres et les plus performantes du monde. C'est la première centrale hors des États-Unis qui reçoit cette distinction une troisième fois. L'équipe d'évaluation a récemment appliqué à la centrale Darlington les normes d'excellence opérationnelles attendues des centrales nucléaires à l'échelle mondiale, et a noté certaines de ses forces, dont la direction et le leadership, les connaissances et les compétences des opérateurs, et la performance et l'état de l'équipement.

INFORMATION FINANCIÈRE

TABLE DES MATIÈRES

RAPPORT DE GESTION

- 9** Énoncés prospectifs
- 10** La Société
- 12** Mécanismes de revenus pour la production réglementée et la production non réglementée
- 14** Faits saillants
- 25** Activités de base, stratégie et perspectives
- 44** Indicateurs clés du rendement d'exploitation et du rendement financier
- 46** Secteurs d'activité
- 48** Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité
- 48** Production nucléaire réglementée
- 49** Gestion des déchets nucléaires réglementée
- 50** Production hydroélectrique réglementée

- 51** Portefeuille de production liée par contrat
- 52** Services, activités de négociation et activités autres que de production
- 52** Situation de trésorerie et sources de financement
- 57** Faits saillants du bilan
- 59** Méthodes et estimations comptables critiques
- 73** Gestion des risques
- 90** Opérations entre parties liées
- 92** Contrôles internes à l'égard de l'information financière et contrôles de communication de l'information
- 93** Quatrième trimestre
- 95** Faits saillants financiers trimestriels
- 99** Autres mesures financières non conformes aux PCGR

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

- 104** Responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière
- 106** Rapport des auditeurs indépendants
- 107** États financiers consolidés
- 113** Notes afférentes aux états financiers consolidés

ONTARIO POWER GENERATION INC.

RAPPORT DE GESTION

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 2016 et pour l'exercice clos à cette date et les notes y afférentes. Les états financiers consolidés d'OPG sont préparés selon les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis et sont présentés en dollars canadiens.

Conformément au *Règlement de l'Ontario 395/11*, dans sa version modifiée, en vertu de la *Loi sur l'administration financière* (Ontario) (la « Loi »), OPG a adopté les PCGR des États-Unis pour la présentation de ses états financiers consolidés à compter du 1^{er} janvier 2012. La Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (la « CVM ») a accordé à OPG une dispense lui permettant d'appliquer les PCGR des États-Unis jusqu'au 1^{er} janvier 2019. Les modalités de la dispense sont soumises à certaines conditions, de sorte que la dispense pourrait prendre fin avant le 1^{er} janvier 2019. Se reporter à la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques* sous *Dispense pour la présentation de l'information financière selon les PCGR des États-Unis* pour plus de détails. Le présent rapport de gestion est daté du 10 mars 2017.

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 », « pouvoir », « s'attendre à », « projeter », « avoir l'intention de », « planifier », « rechercher », « viser », « objectif » et « stratégie », 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 les énoncés prospectifs reposent sur des hypothèses et comportent des risques et des incertitudes, y compris ceux figurant à la rubrique *Gestion des risques*, et des prévisions décrites à la rubrique *Activités de base, stratégie et perspectives*. Tous ces énoncés pourraient être inexacts de façon importante. Plus particulièrement, les énoncés prospectifs peuvent comprendre des hypothèses comme celles qui sont liées à la performance et à la disponibilité des centrales, aux coûts du combustible, à la production de base excédentaire, au coût lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires, au rendement des fonds de placement, à la remise en état d'installations existantes, à l'aménagement et à la construction de nouvelles installations, aux obligations et aux fonds liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite, aux impôts sur les bénéfices, aux nouveaux projets de loi, à l'évolution continue de l'industrie de l'électricité en Ontario, aux exigences environnementales et autres exigences réglementaires, aux faits nouveaux en matière de santé, de sécurité et d'environnement, aux événements liés à la poursuite des activités, aux conditions climatiques, au financement et aux liquidités, aux demandes de tarifs réglementés déposées auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »), à l'incidence des décisions réglementaires prises par la CEO, et aux prévisions de bénéfice, de flux de trésorerie, de couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation, de rendement des capitaux propres (« RCP ») à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu, de coût total de la production et de dépenses en immobilisations. 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 à publier une mise à jour de 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. Constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) (la « LSAO »), OPG est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario (la « Province » ou l'« actionnaire »).

Au 31 décembre 2016, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 16 177 mégawatts (« MW »). OPG exploite 2 centrales nucléaires, 65 centrales hydroélectriques, 3 centrales thermiques et 1 turbine éolienne. De plus, OPG et TransCanada Energy Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Portlands Energy Centre de 550 MW (la « centrale PEC »). OPG et ATCO Power Canada Ltd. détiennent en copropriété la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Brighton Beach de 560 MW (la « centrale Brighton Beach »). La quote-part de 50 % revenant à OPG de la capacité en service et du volume de production de ces installations détenues en copropriété est comprise dans les statistiques sur le portefeuille de production figurant dans le présent rapport. Les produits tirés des installations détenues en copropriété sont comptabilisés à la valeur de consolidation, et la quote-part du bénéfice revenant à OPG est présentée à titre de revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable dans le secteur Portefeuille de production liée par contrat.

OPG possède également deux autres centrales nucléaires, la centrale Bruce A et la centrale Bruce B, qui sont louées à long terme à Bruce Power LP (« Bruce Power »). Les produits tirés de ces centrales louées sont inclus dans les revenus du secteur Production nucléaire réglementée. Les installations louées ne sont pas comprises dans les statistiques sur le portefeuille de production figurant dans le présent rapport.

Toutes les centrales détenues ou détenues en copropriété par OPG sont situées en Ontario.

Structure de présentation de l'information d'OPG

OPG se compose des secteurs d'activité isolables suivants :

- Production nucléaire réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Portefeuille de production liée par contrat
- Services, activités de négociation et activités autres que de production

OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par la plupart de ses centrales hydroélectriques et la totalité des installations nucléaires qu'elle exploite (collectivement, les « installations visées par un règlement ou réglementées »), notamment :

- les six centrales hydroélectriques visées par une réglementation des tarifs avant 2014 ci-dessous :
 - o les centrales hydroélectriques Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée,
 - o les installations hydroélectriques DeCew Falls 1 et 2,
 - o les installations hydroélectriques R.H. Saunders;
- les 48 centrales hydroélectriques visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014;
- la centrale nucléaire Pickering (la « centrale Pickering »);
- la centrale nucléaire Darlington (la « centrale Darlington »).

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 en exploitation d'OPG, les résultats d'exploitation sont décrits dans le secteur Portefeuille de production liée par contrat. Une description de tous les secteurs d'OPG se trouve à la rubrique *Secteurs d'activité*.

Capacité de production en service

La capacité de production en service d'OPG par secteur d'activité aux 31 décembre se présente comme suit :

(MW)	2016	2015
Production nucléaire réglementée ¹	5 728	6 606
Production hydroélectrique réglementée	6 421	6 428
Portefeuille de production liée par contrat ²	4 028	4 021
Total	16 177	17 055

¹ La capacité de production en service au 31 décembre 2016 exclut l'unité 2 de la centrale Darlington. L'unité, dont la capacité de production est de 878 MW, a été mise à l'arrêt à la mi-octobre 2016 et, à l'heure actuelle, fait l'objet d'une remise en état.

² Comprend la quote-part revenant à OPG de la capacité de production en service de 275 MW pour la centrale PEC et de 280 MW pour la centrale Brighton Beach.

Au 31 décembre 2016, la capacité totale en service a reculé de 878 MW par rapport à celle de 2015. La diminution découle principalement du début des travaux de remise en état à la première unité de la centrale Darlington, l'unité 2, qui a été mise à l'arrêt à la mi-octobre 2016. En outre, en 2016, la capacité des unités des centrales hydroélectriques réglementées d'Abitibi Canyon et Sir Adam Beck 1 a été réduite pour tenir compte de la capacité limite des centrales. Cette diminution de la capacité en service a été contrebalancée en partie par la capacité accrue du portefeuille de production liée par contrat qui reflète l'achèvement des travaux de mise à niveau et de réfection de l'unité 2 de la centrale hydroélectrique Harmon en 2016.

MÉCANISMES DE REVENUS POUR LA PRODUCTION RÉGLEMENTÉE ET LA PRODUCTION NON RÉGLEMENTÉE

Production réglementée

La CEO fixe les tarifs de l'électricité produite par les centrales nucléaires et hydroélectriques réglementées d'OPG. Le tableau qui suit présente les tarifs réglementés qui sont autorisés par la CEO pour l'électricité produite par ces centrales :

(\$/MWh)	2016	2015	
		Du 1 ^{er} janvier au 30 juin	Du 1 ^{er} juillet au 31 décembre
Production nucléaire réglementée			
Tarif réglementé de base	59,29	59,29	59,29
Avenants tarifaires	10,84 ¹	1,33	12,17 ¹
	70,13	60,62	71,46
Production hydroélectrique réglementée			
<i>Centrales hydroélectriques visées par une réglementation des tarifs avant 2014</i>			
Tarif réglementé de base	40,20	40,20	40,20
Avenants tarifaires	3,19 ¹	6,04	9,23 ¹
	43,39	46,24	49,43
<i>Centrales hydroélectriques visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014</i>			
Tarif réglementé de base	41,93	41,93	41,93
Avenant tarifaire	3,19 ¹	-	3,19 ¹
	45,12	41,93	45,12

¹ L'augmentation prévue dans les avenants tarifaires de 2015 qui sont entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2015 a été mise en œuvre par la CEO le 1^{er} octobre 2015. Ainsi, la CEO a autorisé des avenants tarifaires provisoires pour la période du 1^{er} octobre 2015 au 31 décembre 2016 afin de permettre le recouvrement de l'augmentation prévue dans les avenants pour la période du 1^{er} juillet 2015 au 30 septembre 2015. Les revenus tirés des nouveaux avenants tarifaires pour la période du 1^{er} juillet 2015 au 30 septembre 2015 ont été comptabilisés en 2015. L'avenant tarifaire pour les périodes intermédiaires portant sur la production nucléaire réglementée de la période est de 2,17 \$ par mégawattheure (« MWh ») et celui portant sur la production hydroélectrique réglementée de la période, de 0,64 \$/MWh. Ces avenants tarifaires pour les périodes intermédiaires ne sont pas présentés dans le tableau ci-dessus. Tous les avenants tarifaires en vigueur en 2016 ont expiré le 31 décembre 2016.

Les tarifs réglementés de base en vigueur en 2015 et 2016 ont été établis aux termes de la décision rendue par la CEO en novembre 2014 et de l'ordonnance de décembre 2014, qui ont pris effet le 1^{er} novembre 2014, au moyen d'une méthode de calcul du coût de service prévu fondée sur les besoins en revenus approuvés par la CEO pour 2014 et 2015, en tenant compte des prévisions approuvées par la CEO portant sur les coûts de production et les charges d'exploitation des centrales réglementées et le rendement de la base tarifaire. Pour OPG, la base tarifaire représente le niveau net moyen des investissements dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels réglementés en service et une provision pour le fonds de roulement.

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, les tarifs réglementés pour la production nucléaire d'OPG sont diminués du montant des revenus d'OPG, déduction faite des coûts, tirés de la location des centrales nucléaires Bruce à Bruce Power. Conformément aux exigences de la CEO, les revenus et les coûts d'OPG liés aux centrales nucléaires Bruce sont calculés selon les PCGR des États-Unis aux fins de l'établissement des tarifs pour la production nucléaire d'OPG et sont liés au compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Sont compris dans ces coûts les coûts liés aux obligations d'OPG au titre de la gestion des déchets nucléaires et du déclassement d'installations nucléaires liées aux centrales nucléaires Bruce et la tranche correspondante du rendement des fonds distincts pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et des fonds distincts de gestion des déchets nucléaires créés en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (« ONFA ») conclu entre OPG et le gouvernement provincial.

Les avenants tarifaires pour OPG sont établis pour recouvrer ou rembourser les soldes approuvés dans les comptes d'écarts et de report réglementaires autorisés par la CEO (« comptes réglementaires »). Généralement, ces comptes d'écarts et de report comprennent, aux fins d'examen et d'approbation, les écarts entre les coûts et les revenus réels par rapport aux montants prévus correspondants qui ont été approuvés par la CEO au moment de l'établissement des tarifs réglementés, ou tiennent compte de l'incidence des éléments qui ne sont pas reflétés dans les tarifs réglementés qui ont été approuvés. Les avenants tarifaires en vigueur en 2015 comprenaient les avenants établis aux termes de l'ordonnance de décembre 2014 de la CEO pour la période du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2015, ainsi que ceux autorisés par l'ordonnance d'octobre 2015 de la CEO sur la demande de 2014 d'OPG de recouvrer les soldes dans les comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2014 pour la période du 1^{er} juillet 2015 au 31 décembre 2016. Les avenants tarifaires en vigueur en 2016 ont été autorisés par l'ordonnance d'octobre 2015.

Production non réglementée

L'électricité provenant de la plupart des actifs non réglementés d'OPG fait l'objet de conventions d'approvisionnement en énergie (« CAE ») avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE »). Le 1^{er} janvier 2015, l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») a fusionné avec la SIERE. La nouvelle entité a poursuivi ses activités sous la dénomination de Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité. Ainsi, la SIERE s'est substituée à l'OEO en tant que contrepartie aux CAE et à d'autres conventions conclues auparavant avec l'OEO.

En 2016, des CAE étaient en vigueur à l'égard des centrales thermiques suivantes :

- Centrale Lennox : La capacité et la production de cette centrale font l'objet d'une CAE pour la période du 1^{er} janvier 2013 au 30 septembre 2022.
- Centrale Atikokan : La capacité et la production de cette centrale font l'objet d'une CAE d'une durée de dix ans venant à échéance en juillet 2024.
- Centrale Thunder Bay : La capacité et la production de cette centrale font l'objet d'une CAE d'une durée de cinq ans venant à échéance en janvier 2020.

De plus, des CAE hydroélectriques à long terme sont en place à l'égard des centrales suivantes, et les CAE des centrales qui sont actuellement en exploitation viendront à échéance entre 2059 et 2064 :

- Centrales Lac Seul et Ear Falls
- Centrale Healey Falls
- Centrales Sandy Falls, Wawaitin, Lower Sturgeon et Hound Chute
- Centrales Little Long, Harmon, Smoky Falls et Kipling (collectivement les centrales du projet de la rivière Lower Mattagami)
- Centrale Peter Sutherland Sr. qui est en voie d'être mise en service. Les paiements aux termes de cette CAE débuteront dès la mise en exploitation commerciale de la centrale. Pour en savoir plus sur le projet de la centrale Peter Sutherland Sr., voir la rubrique *Activités de base, stratégie et perspectives* sous *Excellence des projets*.

FAITS SAILLANTS

Aperçu des résultats d'exploitation

Cette section donne un aperçu des résultats d'exploitation d'OPG pour 2016 et 2015.

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2016	2015
Revenus	5 653	5 476
Charges liées au combustible	727	687
Marge brute	4 926	4 789
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 747	2 783
Amortissement	1 257	1 100
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	929	895
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(746)	(704)
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	(37)	(39)
Impôts fonciers	46	45
Restructuration	6	6
	4 202	4 086
Bénéfice avant autres (revenus) pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	724	703
Autres (revenus) pertes	(17)	14
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	741	689
Intérêts débiteurs, montant net	120	180
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	621	509
Impôts sur les bénéfices	168	92
Bénéfice net	453	417
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	436	402
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle ¹	17	15
Production d'électricité (TWh) ²	78,2	78,0
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	1 705	1 465

¹ A trait à la participation de 25 % de la société financière Amisk-oo-Skow, propriété exclusive de la Première Nation Moose Cree, dans Lower Mattagami Limited Partnership.

² Comprend la quote-part revenant à OPG du volume de production attribuable à ses participations de 50 % dans les centrales PEC et Brighton Beach.

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire s'est établi à 436 millions de dollars pour 2016, en hausse de 34 millions de dollars par rapport à 2015. Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices s'est établi à 741 millions de dollars en 2016, en hausse de 52 millions de dollars par rapport à 2015.

L'information qui suit résume les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart :

Principaux facteurs qui ont entraîné l'augmentation du bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices :

- Augmentation de 1,1 térawatt-heure (« TWh ») de la production du secteur Production nucléaire réglementée, qui a entraîné une hausse des revenus tirés des tarifs réglementés pour la production nucléaire de base d'environ 65 millions de dollars. L'augmentation annuelle des revenus tirés des avenants tarifaires pour la production nucléaire en vigueur au cours du premier semestre de 2016 par rapport à la

période correspondante de 2015 a été contrebalancée essentiellement par une hausse de l'amortissement lié aux soldes des comptes réglementaires.

- Augmentation de 42 millions de dollars du rendement des Fonds distincts nucléaires, du fait surtout du taux de rendement plus élevé sur la tranche des Fonds pour combustible irradié qui est assujettie au taux de rendement ajusté en fonction de l'indice des prix à la consommation (« IPC ») garanti par la Province en vertu de l'ONFA. Cette augmentation du rendement des Fonds distincts nucléaires a été contrebalancée en partie par un ajustement comptable comptabilisé au quatrième trimestre de 2016 visant à limiter la valeur de l'actif des Fonds comptabilisée dans les états financiers consolidés d'OPG pour refléter le seuil plus bas des obligations de capitalisation sous-jacentes attribuable à la mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA, approuvé par la Province en décembre 2016.
- Augmentation de 24 millions de dollars du rendement du secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production, imputable surtout à la baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.
- Un gain de 22 millions de dollars comptabilisé en 2016 pour refléter la décision rendue par la CEO en janvier 2016 à l'égard de la requête d'OPG demandant à la CEO de revoir certains passages de sa décision de novembre 2014 portant sur les tarifs réglementés d'OPG, et de les modifier.
- Augmentation de 20 millions de dollars du rendement du secteur Portefeuille de production liée par contrat, par suite principalement d'une hausse de la marge brute attribuable à l'accroissement des revenus des centrales de la rivière Lower Mattagami, Lennox et Atikokan.

Principaux facteurs qui ont entraîné la diminution du bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices :

- Hausse de 32 millions de dollars de la charge de financement, correspondant à une augmentation de la valeur actuelle des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (« passifs nucléaires »). La charge de financement, également désignée charge de désactualisation, est ajoutée au solde des passifs nucléaires au fil du temps.
- Baisse de 21 millions de dollars des revenus tirés de la production nucléaire autre que d'électricité, par suite essentiellement d'une diminution des revenus tirés des services de détritiation et du recul des ventes d'isotopes.
- Augmentation des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, des charges liées aux combustibles et de l'amortissement du secteur Production nucléaire réglementée. L'augmentation de 14 millions de dollars des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration tenait compte de la hausse des charges liées à l'obsolescence du matériel et des fournitures comptabilisées en 2016. La hausse de 14 millions de dollars des charges liées aux combustibles reflétait la hausse des coûts de l'uranium et l'accroissement de la production en 2016. La dotation aux amortissements, à l'exclusion de l'amortissement lié au solde des comptes réglementaires, a été de 12 millions de dollars plus élevée, du fait surtout des nouveaux actifs mis en service en 2016. L'augmentation de la dotation aux amortissements liée aux soldes des comptes réglementaires a été en grande partie contrebalancée par la hausse des revenus liée aux avenants tarifaires.
- Baisse de 28 millions de dollars des bénéfices avant les autres gains du secteur Production hydroélectrique réglementée, découlant principalement de la diminution des produits tirés du mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité et de l'incidence sur les bénéfices des comptes d'écarts approuvés par la CEO.

Les intérêts débiteurs, montant net, ont reculé de 60 millions de dollars en 2016 en regard de 2015, ce qui s'explique avant tout par la hausse des frais d'intérêts capitalisés pour le projet de remise en état de la centrale Darlington et par l'accroissement des frais d'intérêts sur les comptes d'écarts et de report réglementaires.

La charge d'impôts a augmenté de 76 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015, du fait surtout de la hausse du bénéfice avant impôts sur les bénéfices et de la baisse de la charge d'impôts reportée dans les actifs réglementaires en 2016.

Résultats par secteur

Le tableau qui suit présente un sommaire du bénéfice d'OPG avant intérêts et impôts sur les bénéfices par secteur d'activité. Les principaux facteurs qui ont contribué à la progression du bénéfice en 2016, par rapport à 2015, ont été présentés ci-dessus. 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)	2016	2015
<i>Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices</i>		
Production nucléaire réglementée	4	2
Production hydroélectrique réglementée	642	648
Portefeuille de production liée par contrat	282	262
Total de la production d'électricité des secteurs	928	912
Gestion des déchets nucléaires réglementée	(174)	(186)
Services, activités de négociation et activités autres que de production	(13)	(37)
	741	689

Production d'électricité

La production d'électricité pour 2016 et 2015 s'établit comme suit :

(TWh)	2016	2015
Production nucléaire réglementée	45,6	44,5
Production hydroélectrique réglementée	29,5	30,4
Portefeuille de production liée par contrat ¹	3,1	3,1
Total de la production d'électricité d'OPG	78,2	78,0
Total de la production d'électricité par les autres producteurs d'électricité de l'Ontario ²	72,7	76,1

¹ Comprend la quote-part revenant à OPG du volume de production attribuable à ses participations de 50 % dans les centrales PEC et Brighton Beach.

² La production autre que d'OPG est calculée comme la demande d'électricité en Ontario plus les exportations nettes publiées par la SIERE, moins la production d'électricité d'OPG.

L'augmentation de la production d'électricité du secteur Production nucléaire réglementée en 2016 découlait principalement de la baisse du nombre de jours d'interruption autre que pour des travaux de remise en état à la centrale Darlington en raison de l'arrêt prévu du bâtiment sous vide en 2015 et d'une baisse des interruptions fortuites à la centrale en 2016. L'arrêt du bâtiment sous vide est une interruption ponctuelle visant à permettre l'inspection et l'entretien des systèmes de sécurité et autres systèmes communs des quatre unités de la centrale. L'arrêt du bâtiment sous vide de 2015 a nécessité l'arrêt des quatre unités pendant 47 jours. À l'heure actuelle, des arrêts du bâtiment sous vide doivent être effectués chaque 12 ans à la centrale Darlington. L'augmentation annuelle de la production d'électricité a été contrebalancée en partie par une baisse de la production de la centrale Pickering, en raison surtout d'une hausse du nombre de jours d'interruption fortuite et de la mise hors service de l'unité 2 de la centrale Darlington pendant la période de remise en état de l'unité commençant le 15 octobre 2016.

La diminution de la production d'électricité du secteur Production hydroélectrique réglementée découle essentiellement de l'augmentation des volumes d'eau déversée en raison de la hausse de la production de base excédentaire en 2016.

La production d'électricité par le secteur Portefeuille de production liée par contrat s'est établie à 3,1 TWh en 2016 ainsi qu'en 2015. En 2016, la production d'électricité reflétait la hausse de la production des centrales Lennox et Atikokan attribuable surtout à l'augmentation de la demande du marché, contrebalancée par le volume plus élevé

d'eau déversée aux centrales hydroélectriques liées par contrat par suite de l'amélioration des conditions de production de base excédentaire en 2016, et des contraintes en matière de réseaux de transport dans le nord-est de l'Ontario en 2016.

Les résultats d'exploitation d'OPG sont touchés par des variations de la demande d'électricité sur le réseau découlant des fluctuations saisonnières des conditions climatiques, des changements dans la situation économique, de l'incidence de la production à petite échelle intégrée aux réseaux de distribution et de l'incidence des efforts de conservation dans la province. Selon la SIERE, la demande d'électricité en Ontario a été de 137,0 TWh en 2016 et en 2015, déduction faite des exportations d'électricité hors de la province.

La suroffre d'énergie de base en Ontario a prévalu en 2016 par rapport à 2015, du fait surtout de la hausse des débits d'eau dans la province en 2016 et de la limitation des exportations de surplus d'énergie hors de la province, en raison principalement des contraintes de transport dans l'État de New York. La suroffre destinée au marché de l'Ontario est gérée par la SIERE, principalement au moyen de réductions de la production des centrales hydroélectriques et nucléaires et d'autres ressources renouvelables liées au réseau. La réduction de la production hydroélectrique, qui entraîne souvent un déversement d'eau, est la première mesure à laquelle recourt la SIERE pour gérer une production de base excédentaire. Au cours de 2016 et de 2015, OPG a perdu respectivement 4,7 TWh et 3,2 TWh de production hydroélectrique en raison d'une production excédentaire. L'incidence sur la marge brute de la production perdue aux centrales hydroélectriques réglementées d'OPG en raison d'une production excédentaire en 2016 et 2015 a été contrebalancée par l'incidence d'un compte d'écarts réglementaire autorisé par la CEO. OPG n'a pas renoncé à la production d'électricité de ses centrales nucléaires en raison de la production excédentaire.

Prix de vente moyens

La plus grande partie de la production d'OPG est assurée par les secteurs Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée. Les tarifs réglementés autorisés par la CEO pour l'électricité produite par les centrales nucléaires et les centrales hydroélectriques réglementées d'OPG sont analysés à la rubrique *Mécanismes de revenus pour la production réglementée et la production non réglementée*.

Le prix de vente moyen pour le secteur Production nucléaire réglementée en 2016 s'est établi à 6,9 cents par kilowattheure (« ¢/kWh »), comparativement à 6,5 ¢/kWh en 2015. Le prix de vente moyen en 2016 tenait compte de la hausse de l'avenant tarifaire sur la production nucléaire autorisé par la CEO pour l'année entière de 10,84 \$/MWh portant sur le recouvrement de soldes des comptes d'écarts et de report. Le prix de vente moyen pour le secteur Production hydroélectrique réglementée a été de 4,4 ¢/kWh, contre 4,7 ¢/kWh en 2015. Cette diminution est principalement attribuable à la baisse d'un avenant tarifaire en vigueur en 2016 portant sur le recouvrement de soldes des comptes d'écarts et de report pour les centrales hydroélectriques visées par une réglementation des tarifs avant 2014. Les avenants tarifaires sont établis pour recouvrir les soldes approuvés comptabilisés dans les comptes d'écarts et de report réglementaires autorisés par la CEO au cours des exercices précédents. Par conséquent, les variations d'un exercice à l'autre des revenus tirés des avenants tarifaires ont été contrebalancées en grande partie par les fluctuations de la dotation à l'amortissement liée aux soldes des comptes réglementaires.

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 1 705 millions de dollars en 2016, contre 1 465 millions de dollars en 2015. En 2016, l'augmentation des flux de trésorerie d'exploitation par rapport à ceux de 2015 découlait principalement de la hausse des revenus tirés de la production attribuable aux avenants tarifaires et à l'accroissement de la production nucléaire en 2016. L'augmentation des flux de trésorerie était aussi attribuable à la baisse des cotisations au régime de retraite en 2016 imputable à la mise à jour de l'évaluation actuarielle du régime de retraite enregistré d'OPG. Elle a été contrebalancée en partie par la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en 2016 par rapport à celles de 2015, et par le paiement du rabais de loyer supplémentaire accordé aux centrales Bruce au premier trimestre de 2016 pour la période du 1^{er} janvier 2015 au 4 décembre 2015. Ce rabais a été accordé en vertu d'une disposition du contrat de location des centrales nucléaires

Bruce, disposition qui a été éliminée en date du 4 décembre 2015 dans le cadre des modifications apportées au contrat de location en 2015.

Couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation

La couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation est un indicateur de la capacité d'OPG à respecter ses obligations en matière d'intérêts à l'aide de ses flux de trésorerie d'exploitation qui est mesuré sur une période de douze mois. En 2016 et en 2015, la couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation était de 5,1 fois. En 2016, la couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation reflétait une augmentation d'un exercice à l'autre des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, contrebalancée par la baisse des soldes du fonds de roulement.

Rendement des capitaux propres à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu

Le RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu est un indicateur de la conformité du rendement d'OPG à sa stratégie d'offrir de la valeur à l'actionnaire. Le RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu est mesuré sur une période de douze mois. En 2016, il s'est établi à 4,2 % contre 4,0 % en 2015. Le RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu s'est accru en 2016 en regard de 2015 surtout grâce à la progression du bénéfice net attribuable à l'actionnaire. Le RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu d'OPG tient compte des tarifs réglementés établis par la CEO en 2014. Ces tarifs étaient plus bas que ceux demandés par OPG d'après les prévisions de coûts et de production soumises, ce qui a eu une incidence négative sur la capacité d'OPG de dégager le taux de rendement prescrit par la CEO sur les investissements de l'actionnaire dans les actifs réglementés.

Le RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu d'OPG tient compte également de la composante capitaux propres relativement élevée de la structure du capital de la Société, par rapport à la structure du capital présumée utilisée par la CEO pour déterminer les tarifs réglementés d'OPG. La CEO fixe le rendement autorisé des investissements d'OPG dans des actifs réglementés, qui représentent la majeure partie des activités de la Société, d'après un taux de rendement générique prescrit par la CEO et une structure du capital présumée propre à OPG. Lorsqu'elle a établi les tarifs réglementés en 2014, la CEO a appliqué une structure du capital présumée composée de 45 % de capitaux propres et de 55 % de dettes. La structure du capital réelle d'OPG (à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu) contient environ 65 % de capitaux propres. La composante capitaux propres plus élevée de la structure du capital réelle d'OPG, par rapport à la structure du capital présumée appliquée par la CEO, donne un RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu réel qui est moins élevé. La demande de nouveaux tarifs réglementés déposée par OPG auprès de la CEO en mai 2016 vise une augmentation de la structure du capital présumée, pour la porter à 49 % de capitaux propres et à 51 % de dettes. Pour plus de précisions sur la demande d'OPG, se reporter à la rubrique *Faits saillants* sous *Faits nouveaux*.

Coût total de la production de l'entreprise par MWh

Le coût total de la production de l'entreprise par MWh s'est établi à 48,45 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, contre 50,84 \$ pour la période correspondante de 2015. L'amélioration enregistrée en 2016 par rapport à 2015 découlait surtout de la baisse des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration, déduction faite de l'incidence des comptes d'écarts et de report réglementaires et de la hausse de la production d'électricité des centrales exploitées par OPG, ajustée pour tenir compte de la production à laquelle OPG a renoncé en raison des conditions de production de base excédentaire en 2016.

Coût total de la production nucléaire par MWh

Le coût total de la production nucléaire par MWh a été de 62,30 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, contre 66,22 \$ pour la période correspondante de 2015. La hausse de 2016 par rapport à 2015 découlait principalement de la baisse des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration, déduction faite de l'incidence des comptes d'écarts et de report réglementaires et de l'augmentation de la production d'électricité en 2016.

Coût total de la production hydroélectrique par MWh

Le coût total de la production hydroélectrique par MWh s'est fixé à 25,49 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, un niveau comparable à celui de 25,26 \$ pour la période correspondante de 2015.

Le RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu, la couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation, le coût total de la production de l'entreprise par MWh, le coût total de la production nucléaire par MWh et le coût total de la production hydroélectrique par MWh ne sont pas des mesures conformes aux PCGR des États-Unis et ne devraient pas être considérés comme des substituts au bénéfice net, aux flux de trésorerie d'exploitation ou à toute autre mesure de rendement selon les PCGR des États-Unis. OPG est d'avis que ces mesures financières non conformes aux PCGR sont des indicateurs utiles de son rendement et s'inscrivent dans ses impératifs stratégiques et objectifs connexes. La définition et le calcul du RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu, de la couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation, du coût total de la production de l'entreprise par MWh, du coût total de la production nucléaire par MWh et du coût total de la production hydroélectrique par MWh sont présentés à la rubrique *Autres mesures financières non conformes aux PCGR*.

Faits nouveaux

Remise en état de la centrale Darlington

En octobre 2016, OPG a commencé la remise en état de la première unité de la centrale Darlington, l'unité 2, comme prévu dans le cadre du projet de remise en état de la centrale Darlington. L'unité a été mise à l'arrêt de façon sécuritaire le 15 octobre 2016. Le déchargement du combustible du réacteur, la première activité importante de remise en état entreprise après que l'unité a été mise hors service, a été effectué de façon sécuritaire plus tôt que prévu, soit en janvier 2017, et le combustible de 480 canaux de combustible a été déchargé. Les travaux préparatoires effectués dans la voûte du réacteur en prévision du retrait des tubes de liaison et des canaux de combustible ont commencé immédiatement après la fin du déchargement de combustible. L'unité devrait être remise en service au premier trimestre de 2020. Le budget du projet est respecté.

En avril 2016, la Cour d'appel fédérale a rejeté à l'unanimité la demande, par certains intervenants, qu'un examen judiciaire de la décision relative à l'évaluation environnementale de 2013 (« EE ») du projet de remise en état de la centrale Darlington soit réalisé par la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN ») et Pêches et Océans Canada. La décision relative à l'EE a confirmé que, compte tenu des mesures d'atténuation repérées, il était improbable que le projet ait des effets environnementaux néfastes. En rejetant l'appel, la Cour d'appel fédérale a déterminé que l'EE ne comportait pas de lacunes, que la décision discrétionnaire rendue par les autorités responsables n'avait rien de déraisonnable et que les arguments des intervenants n'étaient pas étayés par des preuves. La Cour a également accordé le remboursement des dépens de l'appel à OPG, à titre de partie ayant eu gain de cause.

Le projet de remise en état de la centrale Darlington est analysé plus en détail à la rubrique *Activités de base, stratégie et perspectives* sous *Excellence des projets*.

Demande de nouveaux tarifs réglementés par OPG

En mai 2016, OPG a déposé auprès de la CEO une demande de tarifs réglementés de base pour une période de cinq ans, applicables à la production de ses centrales hydroélectriques et nucléaires réglementées, dont la date de

prise d'effet proposée est le 1^{er} janvier 2017. Pour la première fois depuis que les centrales visées par règlement d'OPG sont assujetties à la réglementation des tarifs, de nouveaux tarifs devraient être fixés selon une méthode de tarification fondée sur une réglementation incitative pour les activités hydroélectriques, et un cadre de réglementation incitative adapté aux activités nucléaires. Une tarification fondée sur une réglementation incitative repose habituellement davantage sur des formules et implique un plus grand découplage entre les revenus admissibles ou les tarifs d'une entité réglementée et ses coûts que selon une tarification fondée sur le coût du service.

Dans sa demande de mai 2016 pour les centrales hydroélectriques, OPG propose d'augmenter les tarifs de base réglementés existants, avec certains ajustements, pour chacune des années allant de 2017 à 2021, selon une formule qui prend en compte un facteur d'inflation propre à l'industrie, diminué d'un facteur d'amélioration de la productivité et d'un facteur de productivité supplémentaire destiné à encourager davantage l'innovation et l'efficacité. Pour les centrales nucléaires, OPG propose dans sa demande des besoins en revenus pour chacune des années allant de 2017 à 2021 fondés sur les prévisions de charges d'exploitation d'OPG, diminuées d'un facteur de productivité supplémentaire, ainsi que sur un rendement de la base tarifaire et des prévisions annuelles de production.

Les besoins en revenus proposés pour les centrales nucléaires reflètent les plans de poursuite des activités de la centrale Pickering jusqu'en 2024 proposés par OPG, ainsi que l'incidence prévue de la remise en service projetée de la première unité de Darlington remise en état au premier trimestre de 2020. OPG propose également une modification de la structure du capital présumée qui s'applique à l'ensemble de sa base tarifaire réglementée, pour la faire passer de 45 % de capitaux propres et 55 % de dettes (la structure du capital prise en compte par la CEO au moment de l'établissement des tarifs réglementés existants) à 49 % de capitaux propres et 51 % de dettes.

Conformément aux exigences du *Règlement de l'Ontario 53/05*, OPG, dans sa demande déposée en mai 2016, a intégré une proposition de nivellement des tarifs pour la production nucléaire. Cette proposition entraînerait le report d'une partie des besoins en revenus annuels approuvés de la production nucléaire d'OPG au cours de la période du 1^{er} janvier 2017 à la fin du projet de remise en état de la centrale Darlington dans un compte de report pour rentrée future. Le règlement stipule que le compte de report comptabilisera les intérêts à un taux à long terme correspondant au coût des emprunts à long terme d'OPG approuvé par la CEO, composé annuellement, et que la CEO devra autoriser le recouvrement du solde du compte selon la méthode linéaire sur une période ne pouvant excéder dix ans après la fin des travaux de remise en état de la centrale Darlington. OPG prévoit comptabiliser les montants reportés en résultat au cours de la période à laquelle les besoins en revenus approuvés sous-jacents se rapportent.

Sur la recommandation d'OPG, la Province a modifié le *Règlement de l'Ontario 53/05* en mars 2017 pour y inclure l'exigence de déterminer la partie des besoins en revenus annuels approuvés de la production nucléaire qui sera reportée pour rentrée future selon l'approche de nivellement des tarifs, afin que les variations d'un exercice à l'autre des tarifs réglementés moyens pondérés de la production nucléaire et de la production hydroélectrique d'OPG soient plus stables, y compris les avenants tarifaires. Auparavant, le règlement exigeait que les montants reportés soient déterminés de façon à ce que les variations annuelles des tarifs réglementés de la production nucléaire uniquement soient plus stables. La modification vise à rendre plus prévisible l'incidence des variations de l'ensemble des tarifs réglementés d'OPG sur les factures des clients, et à réduire la variation annuelle moyenne du montant des factures des clients pendant la période couverte par la demande actuelle d'OPG. OPG modifie la proposition de nivellement des tarifs incluse dans sa demande pour tenir compte des nouvelles exigences du règlement.

Dans sa demande, OPG réclame également de nouveaux avenants tarifaires qui devraient entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2017, aux fins du recouvrement, ou du remboursement, des soldes de tous les comptes d'écarts et de report réglementés autorisés par la CEO au 31 décembre 2015, à l'exception du compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement, diminués des montants approuvés antérieurement aux fins du recouvrement, ou du remboursement, en 2016 au moyen d'avenants tarifaires en vigueur jusqu'au 31 décembre 2016. Les ajouts comptabilisés dans ces comptes en 2016 devraient être soumis à la CEO pour

examen et approbation dans une demande future. Dans sa demande de mai 2016, OPG sollicite également le maintien de tous les comptes d'écarts et de report existants applicables. Le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement est décrit à la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques* sous *Comptabilisation des activités à tarifs réglementés*.

En janvier 2017, OPG et les intervenants ont conclu un projet d'accord de règlement portant sur un nombre limité de questions contenues dans la demande d'OPG (le « projet d'accord de règlement »). Le projet d'accord de règlement a été soumis à l'approbation de la CEO. Parmi les questions réglées, le projet d'accord de règlement prévoit le maintien de tous les comptes d'écarts et de report existants applicables et l'acceptation du remboursement des soldes d'un certain nombre de comptes d'écarts et de report conformément à la demande d'OPG. En outre, ce projet d'accord aurait pour résultat d'approuver les ajustements proposés par OPG aux tarifs réglementés de base existants pour la production hydroélectrique réglementée aux fins de l'établissement d'un point de départ pour une méthode de tarification fondée sur une réglementation incitative pour la période de 2017 à 2021. Les soldes du compte de report des passifs nucléaires, du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce et du compte d'écarts de remise en état de la capacité sont exclus de la portée du projet d'accord de règlement. Les périodes de recouvrement ou de remboursement des soldes des comptes d'écarts et de report acceptés sont également exclues de ce projet. Le projet d'accord de règlement n'a pas eu d'incidence sur les résultats financiers de 2016 d'OPG.

En décembre 2016, la CEO a rendu une ordonnance approuvant la demande d'OPG d'appliquer provisoirement les tarifs réglementés de base existants à compter du 1^{er} janvier 2017. Cette ordonnance donne la possibilité à la CEO d'instaurer les nouveaux tarifs réglementés dès le 1^{er} janvier 2017, ce qui permettrait à OPG de recouvrer l'écart entre les nouveaux tarifs réglementés approuvés et les tarifs existants pour la période entre la date d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs et la date de leur application fondée sur l'ordonnance de la CEO. La décision de la CEO sur la demande, y compris la date d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs réglementés, devrait être rendue au deuxième semestre de 2017, après une instance publique. L'instance publique est en cours et les audiences ont débuté en février 2017. Compte tenu de la date à laquelle OPG a déposé sa demande et du respect par OPG des procédures à ce jour, la Société croit que la CEO pourrait approuver l'entrée en vigueur des nouveaux tarifs réglementés en date du 1^{er} janvier 2017.

Décision de la CEO sur la requête de décembre 2014 d'OPG

En janvier 2016, la CEO a rendu sa décision sur la requête déposée par OPG en décembre 2014 demandant à la CEO de revoir et de modifier les parties de sa décision de novembre 2014 relatives au rejet de dépenses engagées pour le tunnel de Niagara, et celles relatives à l'utilisation de la perte fiscale réglementaire de 2013 en réduction de ses besoins en revenus pour 2014-2015. Dans sa décision de janvier 2016, la CEO a en partie annulé le rejet initial des dépenses engagées pour le tunnel de Niagara, et a maintenu sa décision initiale relative à la perte fiscale. Au premier trimestre de 2016, OPG a enregistré un gain de 22 millions de dollars pour comptabiliser le recouvrement futur prévu auprès des clients de la partie du rejet annulée par la décision de la CEO. Le rejet initial des dépenses engagées pour le tunnel de Niagara a donné lieu à une radiation de 77 millions de dollars qui a été imputée aux résultats en 2014.

La décision initiale relative à la perte fiscale a entraîné une réduction des besoins en revenus pour 2014-2015 d'environ 70 millions de dollars. Comme les résultats financiers d'OPG tiennent déjà compte de l'effet de la décision initiale de la CEO relative à la perte fiscale, la décision relative à la perte fiscale n'a pas eu d'incidence sur les résultats financiers pour 2016 d'OPG.

Mise à jour du plan de référence en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement

Au cours du quatrième trimestre de 2016, une mise à jour complète de l'estimation pour les obligations d'OPG liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement de centrales nucléaires au 31 décembre 2016 a été réalisée dans le cadre du processus requis de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA. Au 31 décembre 2016,

cette mise à jour avait entraîné une diminution d'environ 1 570 millions de dollars des passifs nucléaires d'OPG, et une diminution correspondante des coûts de mise hors service d'immobilisations capitalisés dans la valeur comptable des centrales nucléaires auxquelles les passifs se rapportent. OPG procède à un examen exhaustif des hypothèses sous-jacentes et des estimations des coûts de base pour la gestion des déchets nucléaires et le déclasséement de centrales nucléaires au moins une fois tous les cinq ans, conformément au processus requis de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA.

L'estimation des obligations mise à jour a été prise en compte dans un nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA pour les années 2017 à 2021, qui a été approuvé par la Province en décembre 2016 et devrait être en vigueur le 1^{er} janvier 2017 (le « plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA »). Selon l'estimation plus basse des obligations pendant le cycle de vie conformément au plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA, OPG n'est pas tenue à l'heure actuelle de verser des cotisations globales dans le Fonds distinct pour combustible irradié ou le Fonds distinct de déclasséement établis en vertu de l'ONFA. Avant 2017, OPG a versé des cotisations trimestrielles dans le Fonds distinct pour combustible irradié, y compris un versement spécial ponctuel au cours des exercices antérieurs, selon les exigences de l'ONFA. Ces cotisations tenaient compte des exigences de capitalisation de la majorité des obligations sous-jacentes au titre du combustible irradié de l'ONFA d'ici la fin de la vie utile estimée initialement pour les centrales nucléaires et présumée dans l'ONFA, de sorte que les cotisations dans le Fonds distinct pour combustible irradié ont été considérablement plus élevées au cours des premières années d'existence d'OPG. OPG n'a pas été tenue de verser des cotisations dans le Fonds distinct de déclasséement, qui a été pleinement capitalisé à sa création au moyen des cotisations initiales versées par la Province et, compte tenu du rendement des actifs et des modifications apportées aux obligations de capitalisation sous-jacentes au fil du temps, à la date de chaque plan de référence en vertu de l'ONFA ultérieur. Des cotisations à l'un des deux fonds, ou les deux, pourraient être requises dans l'avenir si les fonds sont sous-capitalisés au moment de la préparation d'un nouveau plan de référence. Cela pourrait se produire en cas de fluctuation du rendement des actifs en raison de la volatilité inhérente aux marchés des capitaux et, pour la partie du Fonds distinct pour combustible irradié garantie par la Province, en cas de variation de l'IPC de l'Ontario. Le niveau des cotisations futures dépend également des modifications apportées aux estimations des coûts de base et aux hypothèses sous-jacentes utilisées pour établir les obligations de capitalisation dans les plans de référence en vertu de l'ONFA ultérieurs.

La diminution des passifs nucléaires et des coûts de mise hors service d'immobilisations capitalisés connexes comptabilisés au bilan consolidé au 31 décembre 2016 n'a eu aucune incidence sur le bénéfice d'OPG pour 2016. Selon la méthode de recouvrement des coûts actuelle approuvée par la CEO, ces changements ne devraient pas avoir une incidence importante sur le bénéfice d'OPG pour 2017, étant donné que l'incidence connexe sur les charges devrait être contrebalancée en grande partie par le compte de report des passifs nucléaires et le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce jusqu'à ce que la CEO fasse les révisions correspondantes aux tarifs réglementés pour la production nucléaire d'OPG, puis par l'incidence des nouveaux tarifs réglementés. Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO est tenue de veiller à ce qu'OPG recouvre l'incidence sur les besoins en revenus des passifs liés au déclasséement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires découlant du plan de référence approuvé actuel en vertu de l'ONFA. Pour en savoir plus sur la comptabilisation des passifs nucléaires, voir la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques* sous *Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations*.

Au cours du quatrième trimestre de 2016, OPG a comptabilisé une réduction des actifs des Fonds distincts nucléaires de 88 millions de dollars liée au plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA, au moyen d'une diminution du rendement des Fonds distincts nucléaires et d'une augmentation correspondante du montant à payer à la Province. Cet ajustement comptable représentait la surcapitalisation additionnelle du Fonds distinct pour combustible irradié et du Fonds distinct de déclasséement au 31 décembre 2016 découlant de la réduction des obligations liées au cycle de vie selon le plan de référence de 2017 de l'ONFA. Ce montant excédentaire a été comptabilisé comme un montant à payer à la Province, puisque OPG n'a pas le droit de retirer le montant des Fonds distincts nucléaires puisque tout excédent de capitalisation dans les fonds doit être versé à la Province à l'expiration de l'ONFA. De la réduction de 88 millions de dollars du rendement des Fonds distincts nucléaires, une tranche de

43 millions de dollars a été compensée par le montant de l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Pour en savoir plus sur la comptabilisation au titre des Fonds distincts nucléaires, voir la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques* sous *Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires*. Pour en savoir plus sur les risques auxquels OPG est exposée en raison des obligations liées au déclassement des centrales nucléaires et sur les Fonds distincts nucléaires, voir les rubriques *Obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement d'installations* et *Fonds distincts nucléaires* et *Marchés des capitaux* sous *Gestion des risques*.

Plan ontarien pour l'équité dans le secteur de l'électricité

Le 2 mars 2017, la Province a annoncé la mise en œuvre d'un plan ontarien pour l'équité dans le secteur de l'électricité (le « plan ») visant à réduire en moyenne de 25 % les factures d'électricité de tous les clients résidentiels de la province. Dans le cadre de ce plan, la Province a proposé de refinancer une partie des coûts du rajustement global sur une période plus longue pour les clients admissibles à la grille tarifaire réglementée (comme les clients résidentiels, les fermes et les petites entreprises). Selon le plan, la Province a l'intention d'instaurer une loi qui, si elle est adoptée, permettrait à la SIERE et à OPG de travailler en collaboration à l'obtention de ce financement. L'ajustement global est administré par la SIERE. OPG a l'intention de collaborer avec la Province et la SIERE dans le cadre de la proposition et évalue les options de mise en œuvre. L'entente définitive de mise en œuvre du plan doit être approuvée par le conseil d'administration d'OPG, qui a mis sur pied un comité spécial qui donnera en temps opportun des conseils stratégiques et autres relativement à la mise en œuvre du plan à la direction d'OPG, laquelle fera une recommandation au conseil d'administration. L'ajustement global comprend l'écart entre le prix d'équilibre du marché de l'électricité de l'Ontario utilisé pour répartir la production et les prix payés aux producteurs liés par contrat et aux producteurs réglementés de la province, et le coût des programmes de conservation et de gestion de la demande. Sauf OPG, pratiquement tous les producteurs de l'Ontario ont conclu des contrats bilatéraux avec la SIERE qui prévoient des paiements de prix différents du prix d'équilibre du marché de l'électricité, tandis que les prix de toutes les centrales nucléaires d'OPG et de la majorité de ses centrales hydroélectriques sont fixés par la CEO.

Déclaration de l'actionnaire et résolution de l'actionnaire de vendre certains biens immobiliers

En décembre 2015, OPG a reçu une déclaration de l'actionnaire et une résolution de l'actionnaire qui obligent la Société à vendre les locaux de son siège social et le parc de stationnement associé à ces locaux situés au 700 University Avenue et au 40 Murray Street à Toronto, en Ontario. Les actifs sont présentés dans le secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production. La recherche active d'un acheteur s'est amorcée en octobre 2016, et une entente d'acquisition et de vente a été conclue en décembre 2016 et la clôture de la vente devrait survenir au cours du deuxième trimestre de 2017. Un gain estimatif sur la vente, après impôts, supérieur à 200 millions de dollars devrait être enregistré au moment de la clôture de la transaction. Par suite de la déclaration de l'actionnaire et de la résolution de l'actionnaire de décembre 2015 et comme le prescrit la *Loi de 2014 sur le Fonds Trillium*, OPG doit transférer le produit, diminué des déductions prescrites aux termes de cette loi, dans le cadre de cette cession au Trésor de la Province.

En juin 2016, OPG a reçu une déclaration de l'actionnaire et une résolution de l'actionnaire exigeant que la Société vende le site de son ancienne centrale Lakeview, situé à Mississauga, en Ontario, un actif présenté dans le secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production. Le site d'OPG est en cours de préparation en vue de la vente. Conformément à la déclaration de l'actionnaire et à la résolution de l'actionnaire de juin 2016, et comme le prescrit la *Loi de 2014 sur le Fonds Trillium*, OPG doit transférer le produit, diminué des déductions prescrites aux termes de cette loi, dans le cadre de cette cession au Trésor de la Province.

Ni le site de l'ancienne centrale Lakeview ni les locaux du siège social et le parc de stationnement associé à ces locaux ne sont considérés comme des actifs de base pour OPG.

Octroi de contrat pour la centrale solaire Nanticoke

En mars 2016, Nanticoke Solar LP, alors société en commandite formée par OPG, SunEdison Canadian Construction LP (« SECCLP ») et une filiale de Six Nations of the Grand River Development Corporation, a été sélectionnée dans le cadre de la première phase du processus d'approvisionnement de grands projets d'énergie renouvelable (« processus AGER ») de la SIERE pour l'aménagement d'une centrale solaire de 44 MW sur le site de la centrale Nanticoke d'OPG et sur les terres adjacentes, dans le comté Haldimand, en Ontario. Le processus AGER était un processus concurrentiel d'appels de proposition pour de grands projets d'énergie renouvelable en Ontario. En mars 2016, Nanticoke Solar LP et la SIERE ont conclu un contrat d'AGER de 20 ans, qui a officialisé les modalités d'aménagement et d'exploitation de la nouvelle centrale solaire. Au premier trimestre de 2017, OPG a fait l'acquisition de la participation de SECCLP dans Nanticoke Solar LP et cherche à obtenir les approbations et les permis requis pour commencer les travaux de construction prévus pour le premier semestre de 2018.

Le contrat d'AGER d'une durée de 20 ans entre en vigueur dès la mise en exploitation commerciale de la centrale, prévue au premier trimestre de 2019. Pour en savoir plus, voir la rubrique *Activités de base, stratégie et perspectives* sous *Excellence des projets*.

Déclassement de la centrale Lambton

En novembre 2016, la Société a annoncé le déclassement de la centrale Lambton, qui a mis fin à ses activités de production alimentée au charbon en 2013, étant donné qu'il a été déterminé qu'il n'était plus économiquement rentable de maintenir la centrale en service au-delà de 2016 aux fins de conversion future. OPG élabore actuellement un plan de déclassement pour la centrale Lambton, qui assurera que la centrale est fermée de manière sécuritaire et respectueuse de l'environnement.

Cote de sécurité de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN ») pour les centrales Pickering et Darlington

La CCSN publie un rapport annuel sur la performance en matière de sécurité des centrales nucléaires du Canada. Dans ce rapport sont évalués le niveau de conformité aux exigences réglementaires des exploitants des centrales et le respect des attentes dans le domaine de la conduite de l'exploitation, de l'analyse de la sûreté, de la radioprotection, de la gestion de déchets, et de la santé et sécurité classiques. Dans son rapport annuel 2015, la CCSN a attribué à la centrale Pickering et à la centrale Darlington la plus haute cote de sécurité, soit celle de « entièrement satisfaisante ». C'était la première fois que cette cote était attribuée à la centrale Pickering, tandis que la centrale Darlington a obtenu cette cote pour une septième année d'affilée.

Acquisition d'actions d'Hydro One Limited

En avril 2016, OPG a fait l'acquisition de neuf millions d'actions ordinaires d'Hydro One Limited (« Hydro One ») au prix de 23,65 \$ l'action dans le cadre d'un placement secondaire d'actions par la Province par l'entremise d'un consortium de preneurs fermes. OPG a payé le même prix que les autres investisseurs qui ont participé au placement. L'acquisition, qui totalisait 213 millions de dollars, a été effectuée à des fins d'investissement afin d'atténuer le risque de volatilité future des prix, relativement aux obligations d'OPG en matière de livraison future d'actions, aux termes des conventions collectives avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique et The Society of Energy Professional (« The Society ») renouvelées en 2015. Les modifications apportées à ces conventions comprenaient des hausses des cotisations au régime de retraite des employés et offraient aux employés représentés par le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique et The Society le droit de recevoir chaque année des actions d'Hydro One pendant une période allant jusqu'à 15 ans, à partir de la troisième année de la convention, pourvu que ces employés continuent de verser des cotisations au régime de retraite d'OPG et comptent moins de 35 années de services ouvrant droit à pension. Les actions acquises en avril 2016 dans cette opération représentent la grande majorité des achats d'actions d'Hydro One qu'OPG anticipe actuellement de faire.

ACTIVITÉS DE BASE, STRATÉGIE ET PERSPECTIVES

L'analyse présentée dans cette rubrique est assujettie dans son intégralité aux mises en garde qui figurent à la rubrique *Énoncés prospectifs* au début du rapport de gestion.

La mission d'OPG est de produire, de manière sécuritaire et fiable, de l'électricité propre et à faible coût qui profite à nos clients et à notre actionnaire. OPG poursuit également, sur une base commerciale, des projets de développement de la capacité de production et d'autres possibilités de croissance au profit de l'actionnaire.

Les quatre grands impératifs stratégiques d'OPG sont les suivants :

- Excellence opérationnelle
- Excellence des projets
- Vigueur financière
- Acceptation sociale de nos activités

Excellence opérationnelle

À OPG, l'excellence opérationnelle est obtenue par la production, de manière sécuritaire et soucieuse de l'environnement, d'électricité fiable et économique à partir des actifs de production de la Société et grâce à un personnel très compétent et engagé.

Sécurité au travail et sécurité publique

La sécurité au travail et la sécurité publique sont des valeurs de base fondamentales à OPG. OPG est déterminée à exploiter toutes ses installations de façon sécuritaire et fiable afin de réduire les risques à un niveau raisonnablement atteignable. La sécurité est une grande priorité dans toutes les activités menées dans les centrales et autres installations d'OPG, et OPG s'attend à ce que tous les employés et entrepreneurs se comportent d'une manière qui rend compte du niveau de sécurité au travail et de sécurité publique reflété dans la culture de sécurité de la Société.

En ce qui a trait à la sécurité au travail, OPG est résolue à atteindre une excellente performance en matière de sécurité, en misant sur l'amélioration continue et une solide culture de sécurité, dans le but ultime de réduire les blessures à zéro. OPG utilise un système de gestion intégré de la santé et de la sécurité et un éventail de procédures de contrôle du risque opérationnel pour assurer la surveillance continue de la performance en matière de santé et de sécurité et pour contribuer à la formation et à l'amélioration continues à ce chapitre. Dans l'ensemble, la performance d'OPG en matière de sécurité au travail a été parmi les meilleures des entreprises canadiennes de services publics d'électricité comparables. En 2016, OPG a reçu le prix du président, niveau or, de l'Association canadienne de l'électricité (« ACE »), et s'est classée pendant trois années d'affilée, de 2013 à 2015, dans le premier quartile parmi les entreprises de services publics d'électricité comparables pour sa performance en matière de sécurité.

Chez OPG, la performance en matière de sécurité au travail est évaluée au moyen de deux indicateurs principaux, le taux d'accidents avec blessures et le taux de gravité des accidents. Les résultats d'OPG en matière de taux d'accidents avec blessures et de taux de gravité des accidents étaient comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :

	2016	2015
Taux d'accidents avec blessures (<i>blessures par 200 000 heures travaillées</i>)	0,56	0,39
Taux de gravité des accidents (<i>jours perdus par 200 000 heures travaillées</i>)	2,59	0,50

En 2016, la performance d'OPG en matière de taux d'accidents avec blessures et de taux de gravité des accidents a été moins bonne qu'en 2015. Selon l'analyse d'OPG des événements sous-jacents, les principaux facteurs qui ont contribué aux blessures et aux quasi-incidents comprennent une connaissance de la situation et un souci du détail inappropriés et la prise de décisions non optimales fondées sur les risques, plutôt que l'absence de normes ou de programmes ou leur caractère inapproprié. OPG met en œuvre un certain nombre d'initiatives pour cibler les tendances en matière de blessures en fonction de l'analyse des événements compromettant la sécurité, l'accent étant mis sur les outils de performance humaine, y compris la surveillance accrue sur le terrain, la connaissance de la situation, la communication ainsi que l'utilisation et le respect des procédures.

En 2016, OPG a lancé une campagne à l'échelle de l'entreprise intitulée « iCare Enough to Act » visant à renouveler l'engagement des employés à l'égard de leur sécurité et de leur bien-être et de ceux des autres. OPG élabore des plans de renforcement de la sécurité comme élément fondamental de la culture fondée sur des valeurs de la Société au moyen de forums sur le leadership et d'autres activités qui favorisent l'engagement.

OPG s'attend à ce que ses entrepreneurs effectuent leurs travaux de manière sécuritaire dans ses sites. En appui à cette exigence, OPG a recours à un processus de présélection des entrepreneurs indépendants, fournit un appui à la sécurité sur place pour bon nombre de ses grands projets et collabore avec des partenaires contractuels à l'amélioration des programmes de santé et de sécurité dans le but de satisfaire à ses exigences. Pour accroître davantage la performance des entrepreneurs en matière de sécurité, OPG a mis à jour, en 2016, les exigences de sécurité à l'intention des entrepreneurs et les règles de gouvernance connexes, et a mis en œuvre d'autres programmes de contrôle et de surveillance afin d'assurer une conformité continue aux règles en place. Au cours des huit dernières années, OPG a constamment affiché un taux d'accidents avec blessures chez les entrepreneurs en construction meilleur que la moyenne, en regard du taux enregistré chez les entrepreneurs de l'Association de la santé et de la sécurité, une mesure de la performance en matière de sécurité chez les entrepreneurs en construction en Ontario.

Afin d'assurer en permanence la sécurité publique, l'exposition des citoyens aux rayonnements associés à l'exploitation des centrales nucléaires d'OPG est estimée annuellement pour les personnes qui vivent ou travaillent près des centrales nucléaires. Pour le public, la dose annuelle émanant des activités de chaque centrale nucléaire est exprimée en microsievert (« µSv »), qui est l'unité de mesure internationale de la dose de rayonnement. Pour 2015, les doses annuelles du public découlant des activités des centrales Darlington et Pickering se sont établies à respectivement 0,5 µSv et 1,2 µSv, résultat qui représente environ 0,1 % de la limite légale annuelle de 1 000 µSv. Même si les doses découlant des activités des centrales nucléaires d'OPG pour l'année d'exploitation 2016 ne seront pas disponibles avant le deuxième trimestre de 2017, elles ne devraient pas différer considérablement des niveaux observés pour 2015.

En juin 2016 et en août 2016, la CCSN a publié les résultats de l'analyse des échantillons provenant de son programme indépendant de surveillance de l'environnement, qui ont indiqué que le public et l'environnement se trouvant à proximité des centrales nucléaires d'OPG ont continué d'être en sécurité. En 2016 également, la CCSN a publié son rapport annuel de 2015 sur la performance en matière de sûreté des centrales nucléaires du Canada, dans lequel elle attribuait aux centrales Pickering et Darlington la plus haute cote possible en matière de sûreté, soit

celle de « entièrement satisfaisante ». Pour en savoir plus, voir l'analyse des cotes de sécurité de la CCSN à la rubrique *Faits saillants* sous *Faits nouveaux*.

OPG continue d'appliquer des normes élevées en matière de sécurité publique en ce qui a trait aux voies navigables près des barrages et des centrales hydroélectriques. Une commission d'examen experte dans la sécurité des barrages, composée d'experts reconnus à l'échelle internationale, a précédemment conclu que le programme d'OPG en matière de sécurité des barrages et de sécurité publique se compare aux meilleures pratiques internationales sur un certain nombre de points visant à assurer l'exploitation sécuritaire des barrages. OPG continue d'élaborer une nouvelle approche fondée sur la connaissance des risques en collaboration avec le ministère des Richesses naturelles et des Forêts (« MRNF ») de l'Ontario afin d'établir un ordre de priorité des risques relevés dans les évaluations de la sécurité des barrages et de les atténuer. En 2016, OPG a poursuivi sa campagne de sécurité en faisant une série d'annonces publiques illustrant les menaces pour l'eau près des barrages et des centrales hydroélectriques.

Production d'électricité et fiabilité

Les principales initiatives stratégiques propres à chacune des grandes activités de production d'OPG, axées sur l'atteinte de l'excellence opérationnelle, sont analysées ci-dessous. La performance en matière de production et de fiabilité pour 2016 est examinée par secteur d'activité à la rubrique *Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité*.

Activités nucléaires

OPG poursuit un certain nombre d'initiatives stratégiques visant à assurer l'exploitation continue, de façon sécuritaire et fiable, de la centrale Pickering et l'atteinte d'une performance optimale à la centrale Darlington.

Les activités nucléaires d'OPG sont régulièrement comparées à celles d'autres centrales nucléaires de haut niveau dans le monde. Cela permet à OPG d'identifier, d'élaborer et de prendre des mesures pour continuer d'améliorer la performance. En mai 2016, OPG a organisé une séance de revue de pairs de l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires pour la centrale Darlington. Cette revue visait à situer la centrale par rapport à des normes d'excellence au moyen d'un examen objectif et approfondi par un groupe international d'experts du secteur. L'examen a confirmé l'excellente réputation de la centrale Darlington à titre de centrale nucléaire parmi les plus performantes du monde. En septembre 2016, OPG a accueilli une équipe d'experts de l'Agence internationale de l'énergie atomique à la centrale Pickering, chargée de réaliser une mission standard d'équipe d'examen de la sûreté d'exploitation. L'équipe a effectué un examen approfondi de la performance et de la conformité aux normes de sûreté internationales. Le rapport sur la mission devrait être publié au deuxième trimestre de 2017.

En janvier 2016, OPG a annoncé qu'elle comptait poursuivre l'exploitation, dans des conditions sécuritaires et fiables, de la centrale Pickering au-delà de 2020. L'objectif d'OPG est de maximiser la durée d'exploitation des unités de la centrale Pickering dans des conditions sécuritaires et fiables. Selon le plan actuel d'OPG, les six unités de la centrale seraient gardées en exploitation jusqu'en 2022, alors que deux unités seraient fermées et que les quatre autres continueraient leurs activités jusqu'en 2024. En janvier 2016, la Province a annoncé qu'elle approuvait le plan d'OPG de poursuivre l'exploitation continue de la centrale Pickering au-delà de 2020, jusqu'en 2024. En plus de fournir à l'Ontario une source de production d'électricité propre et fiable durant les travaux de remise en état des unités de production nucléaire de la centrale Darlington et des centrales nucléaires Bruce, la prolongation des activités à la centrale Pickering permettra à environ 3 000 employés réguliers de conserver leur emploi chez OPG et contribuera à réduire de près de 17 millions de tonnes les émissions de dioxyde de carbone, ce qui équivaut à retirer environ 3,4 millions de voitures des routes de l'Ontario.

Dans le cadre du plan de prolongation des activités de la centrale Pickering, OPG continue de réaliser des travaux techniques pour confirmer que la durée de vie des tubes de force, une importante composante à durée limitée de la centrale, sera suffisamment longue pour poursuivre les activités jusqu'en 2024. OPG effectue également des

évaluations de l'état des composantes afin de déterminer les travaux qui seront requis pour assurer le bon fonctionnement de la centrale. Les hypothèses comptables sur les fins de vie pour la centrale Pickering, qui couvrent la période jusqu'à la fin de 2020, devraient être réévaluées lorsque les autres travaux techniques d'OPG confirmeront la prolongation du cycle de vie des canaux de combustible et la capacité de l'unité de poursuivre ses activités au-delà de 2020, compte tenu de la nécessité d'obtenir l'approbation de la CCSN, comme il est mentionné ci-après.

Le permis d'exploitation actuel d'OPG, d'une durée de cinq ans, pour la centrale Pickering a été approuvé par la CCSN en 2013 et expire le 31 août 2018. Ce permis a été émis en présumant que la centrale serait fermée en 2020. D'ici le 30 juin 2017, OPG devra confirmer à la CCSN la date de fin de l'exploitation commerciale de toutes les unités de la centrale Pickering. OPG a commencé à préparer la demande de renouvellement du permis de la centrale Pickering, qui devrait être déposée à la mi-2017 en vue de son approbation par la CCSN en 2018. Le renouvellement du permis couvrira la période de prolongation des activités jusqu'à la fin de la période requise pour décharger le combustible, dénoyer et mettre la centrale en état d'arrêt sécuritaire après la fermeture. Un bilan périodique de la sûreté et un plan de mise en œuvre intégré (« PMOI ») seront soumis à la CCSN pour la centrale dans le cadre de la demande de renouvellement du permis.

OPG s'efforce d'exploiter et de maintenir ses installations nucléaires de façon à optimiser l'état de l'équipement, la performance, la disponibilité et la production d'électricité, tout en améliorant la fiabilité et la prévisibilité de ses actifs. Une meilleure fiabilité de l'équipement contribue généralement à réduire les interruptions. OPG continue d'investir dans la performance de la centrale Pickering en vue d'en améliorer la fiabilité et de maximiser la valeur de l'actif, notamment par des modifications à l'équipement et des améliorations de la fiabilité pour les procédés de manipulation du combustible, la diminution des retards au chapitre de la maintenance de l'équipement et l'exécution des travaux critiques et de priorité élevée.

Les programmes d'inspection et de tests des centrales nucléaires sont définis dans une large mesure par les obligations de maintenance et les obligations réglementaires, et visent à s'assurer que l'équipement fonctionne de manière fiable et sécuritaire. Ces travaux et d'autres qui doivent être effectués pendant les interruptions demeurent hautement prioritaires. Dans le cadre de son engagement envers l'excellence opérationnelle, OPG s'efforce constamment d'améliorer la planification, l'exécution et la surveillance des travaux réalisés pendant les interruptions et la production de rapports sur ces travaux.

Des travaux sont en cours afin d'assurer l'intégration des programmes de gestion du cycle de vie et de remise en état de la centrale Darlington. Cela comprend l'élaboration de stratégies de dotation en personnel afin d'assurer l'exploitation continue de la centrale et l'exécution du projet de remise en état, la planification du travail préalable aux travaux de remise en état et son intégration dans le calendrier de travail de la centrale, et l'établissement des travaux de gestion du cycle de vie et du vieillissement des installations nécessaires pour assurer une exploitation sûre et fiable de la centrale pendant les trente prochaines années. Ces initiatives à long terme visent à positionner la centrale Darlington pour qu'elle enregistre une des meilleures performances de l'industrie en matière d'exploitation et de coûts.

Des solutions qui représentent la combinaison optimale en matière de sécurité, de coûts et d'efficacité, ainsi que des objectifs financiers stimulants d'après une analyse comparative exhaustive demeurent au centre de la stratégie d'OPG visant à améliorer la performance des centrales nucléaires. Les objectifs financiers et les objectifs de dotation en personnel continuent d'être révisés et ajustés au besoin afin de réduire les coûts d'exploitation, en s'assurant de ne jamais compromettre la sécurité.

En 2016, OPG a déposé des demandes auprès de la CCSN aux fins du renouvellement d'un permis de dix ans pour son installation de gestion des déchets Western située sur le site des centrales Bruce, soit jusqu'au 31 mai 2027, et le renouvellement d'un permis de dix ans pour son installation de gestion des déchets Pickering, soit jusqu'au 31 août 2028. Les demandes de renouvellement de permis seront soumises à la CCSN dans le cadre d'une audience publique en avril 2017. Le permis actuel de l'installation de gestion des déchets Western expire le 31 mai 2017 et celui de l'installation de gestion des déchets Pickering, le 31 mars 2018.

Activités hydroélectriques

Les activités hydroélectriques d'OPG comprennent notamment l'exploitation et l'entretien des actifs de production de manière efficace et rentable, et l'amélioration de leur fiabilité et de leur disponibilité. OPG continue d'évaluer et de mettre en œuvre des plans pour accroître la capacité, maintenir et améliorer le niveau de performance, et prolonger la durée de vie de ses actifs de production hydroélectrique.

Les plans d'OPG relatifs à ses centrales hydroélectriques existantes sont concrétisés au moyen de programmes d'investissement et d'autres programmes sur plusieurs années, y compris le remplacement et la mise à niveau des roues de turbine, et la remise en état ou le remplacement des générateurs, des transformateurs et des dispositifs de contrôle existants. Le programme de remplacement et de mise à niveau des roues de turbine d'OPG vise à accroître la capacité des centrales hydroélectriques en misant sur des améliorations d'efficacité dans la conception des roues de turbine. OPG recherche des possibilités d'agrandir ou de réaménager ses centrales hydroélectriques, dans la mesure où c'est faisable et économiquement réalisable. Au cours des trois prochaines années, OPG a l'intention d'accroître d'environ 135 MW la capacité totale de ses centrales hydroélectriques qui, outre le programme de remplacement et de mise à niveau des roues de turbine, comprennent les projets de centrale Peter Sutherland Sr. et Ranney Falls. Ces projets sont présentés à la rubrique *Activités de base, stratégie et perspectives* sous *Excellence des projets*. OPG planifie aussi de réparer, de rénover ou de remplacer un certain nombre de structures hydroélectriques civiles vieillissantes.

Dans le cadre de son engagement envers l'excellence opérationnelle, OPG continue d'investir dans ses centrales hydroélectriques existantes. Au cours de 2016, OPG a continué de mettre en œuvre bon nombre de projets, y compris :

- l'achèvement d'importantes réparations d'équipement et de travaux de réfection pour l'unité 5 de la centrale Sir Adam Beck Pump et l'unité 2 de la centrale Whitedog Falls;
- l'achèvement du programme de mise à niveau des roues de turbine, de remplacement de la vanne de tête et de réfection de l'unité 2 de la centrale Harmon;
- l'achèvement du programme de remplacement de la vanne de tête aux unités 1 et 2 de la centrale Kipling;
- l'achèvement des travaux de réfection du principal barrage en béton de la centrale Chats Falls;
- la poursuite des travaux de réfection pour l'unité 10 de la centrale Sir Adam Beck 1, l'unité 5 de la centrale DeCew Falls 1, l'unité 1 de la centrale Harmon et le remplacement du barrage de retenue du lac Shebandowan à la centrale Kakabeka Falls.

OPG a l'intention de commencer plusieurs projets importants d'hydroélectricité en 2017, y compris la réparation et la mise à niveau de l'unité 2 de la centrale DeCew Falls 2, la mise à niveau de l'unité 2 de la centrale Lower Notch et la mise à niveau de l'unité 2 de la centrale Little Long.

Activités thermiques

Les activités thermiques d'OPG comprennent les unités alimentées à la biomasse des centrales Atikokan et Thunder Bay, et une centrale alimentée au diesel et au gaz naturel, la centrale Lennox.

Ces centrales, qui fonctionnent en tant qu'installations à capacité de pointe, confèrent au réseau d'électricité de l'Ontario la souplesse voulue pour répondre aux variations quotidiennes de la demande et de la capacité sollicitée du réseau et permettre l'élargissement du portefeuille de production renouvelable de l'Ontario. L'exploitation continue de ces centrales dans les premières années suivant la remise en état des centrales nucléaires Darlington et Bruce assurera à l'Ontario une production de pointe de plus de 2 000 MW.

Au cours du troisième trimestre de 2016, les centrales Atikokan et Thunder Bay ont produit de l'énergie renouvelable sur demande pour répondre aux besoins du réseau pendant que des travaux d'entretien étaient effectués à un poste de transformation local. Par suite de ces travaux d'entretien, la centrale d'Atikokan a été en activité de façon continue de la fin juillet 2016 au début de septembre 2016, tandis que la centrale Thunder Bay était exploitée selon les

besoins. Pour répondre à la demande accrue de biocombustibles à la centrale Atikokan, OPG a assuré la coordination de la livraison accélérée de biomasse par les fournisseurs, tout en continuant d'exploiter la centrale de façon sécuritaire.

Dans le cadre de la stratégie continue d'OPG visant à réduire les coûts et à accroître l'efficacité, les activités des actifs hydroélectriques et thermiques de la Société ont été combinées en une seule et même organisation. OPG continue d'évaluer la possibilité de consolider certains groupes au sein des centrales et dans les régions.

Les centrales thermiques qui ne sont plus utilisées pour la production d'électricité sont incluses dans le secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production une fois mises hors service, comme c'est le cas des centrales au charbon Lambton et Nanticoke, qui ont cessé leurs activités de production en 2013. En 2015, OPG a annoncé la mise hors service de la centrale Nanticoke, car elle ne peut commercialement continuer d'assumer les coûts de conservation. En novembre 2016, OPG a annoncé la mise hors service de la centrale Lambton, comme il est mentionné plus en détail à la rubrique *Faits saillants* sous *Faits nouveaux*.

OPG élabore actuellement des plans de déclassement pour les centrales Lambton et Nanticoke, qui assureront que les centrales sont fermées de manière sécuritaire et respectueuse de l'environnement. Le plan de déclassement de la centrale Nanticoke facilitera la construction et l'exploitation de la centrale solaire Nanticoke. Les coûts de déclassement des centrales seront imputés à une provision pour déclassement préalablement établie. OPG prévoit passer en revue les estimations de provisions pour déclassement pour ces sites en 2017.

Performance environnementale

Sa politique environnementale prévoit qu'« OPG doit respecter toutes les exigences légales et tous les engagements environnementaux qu'elle prend, dans le but de surpasser ces exigences légales s'il convient de le faire sur le plan des affaires ». Aux termes de cette politique, OPG s'engage à :

- établir et à maintenir un système de gestion environnementale;
- travailler pour prévenir ou atténuer les répercussions néfastes sur l'environnement dans un but à long terme d'amélioration continue;
- gérer ses sites de manière à maintenir ou, s'il convient de le faire sur le plan des affaires, à régénérer les milieux naturels d'importance et les espèces menacées connexes.

En 2016, OPG a conservé sa certification ISO 14001 pour son système de gestion environnementale. Dans le cadre de ce système, OPG a des programmes de planification, de contrôle opérationnel et de surveillance pour gérer les incidences positives et négatives de la Société sur l'environnement. Les principaux aspects environnementaux des activités d'OPG comprennent les déversements, les émissions de produits chimiques et thermiques dans l'eau, les variations des débits et des niveaux de l'eau, les émissions radioactives, la production de déchets radioactifs de faible et de moyenne activité, l'impact sur l'habitat de la faune, le remplacement de combustibles fossiles, et l'impaction et l'entraînement des poissons. Pour en savoir plus sur les risques environnementaux d'OPG, se reporter à la rubrique *Gestion des risques* sous *Risques environnementaux*.

Les objectifs en matière de performance environnementale font partie du processus de planification commerciale annuelle. OPG a atteint ou dépassé les objectifs qu'elle s'était fixés en 2016 pour ce qui est des déversements, des infractions environnementales et des émissions de carbone 14. En raison de l'accroissement du volume des déchets générés par les travaux à la centrale Darlington et de la préparation du projet de remise en état de la centrale Darlington, le volume des déchets de faible activité et de moyenne activité a été plus élevé que prévu en 2016. Les émissions de tritium dans l'atmosphère et dans l'eau en 2016 sont demeurées inférieures à 1 % de la limite réglementaire. Aucun événement environnemental important n'est survenu en 2016.

En 2016, le gouvernement de l'Ontario a adopté la *Loi de 2016 sur l'atténuation du changement climatique et une économie sobre en carbone* et le règlement sur le programme de plafonnement et l'échange. La loi fournit les assises

de la réglementation des émissions de gaz à effet de serre (« GES ») en Ontario et élabore un programme de plafonnement et d'échange, la première période de conformité allant du 1^{er} janvier 2017 à 31 décembre 2020.

Le programme de plafonnement et d'échange est un mécanisme du marché visant à offrir aux Ontariens des incitatifs à la réduction des émissions de GES en fixant un prix pour le carbone. Les exigences du programme devraient entraîner une hausse des coûts du combustible pour certaines centrales détenues et codétenues par OPG. Les coûts liés au combustible de ces centrales sont en général recouverts sur le marché de l'électricité. Compte tenu du faible taux d'émission de GES d'OPG, le programme ne devrait pas avoir d'incidence financière défavorable importante sur la Société. OPG a mis en place les processus requis de conformité aux exigences du programme de plafonnement et d'échange.

OPG surveille les mesures prises par le gouvernement de l'Ontario et le gouvernement du Canada visant la réduction des émissions de GES et la transition vers une économie sobre en carbone. En appui aux efforts d'atténuation des changements climatiques, la Société continue d'évaluer et de mettre en œuvre des plans d'accroissement de la capacité de production de ses centrales hydroélectriques, si cela s'avère rentable, et d'investir dans d'autres technologies à faibles émissions de carbone.

OPG communique sa performance environnementale en interne aux employés et aux parties prenantes externes, dont le ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique de l'Ontario, Environnement et Changement climatique Canada, la CCSN et les collectivités locales. Pour des détails sur la performance environnementale d'OPG et ses initiatives pour mettre en œuvre sa politique environnementale, consulter son rapport 2015 sur le développement durable (en anglais seulement) dans le site Web de la Société à www.opg.com.

Accroître l'efficacité et réduire les coûts

Dans le cadre de son engagement à l'égard de l'excellence opérationnelle, OPG demeure centrée sur la réduction des coûts en cherchant constamment à améliorer l'efficacité et la productivité de ses unités fonctionnelles et de ses fonctions de soutien, tout en s'assurant que les mesures qu'elle prend n'ont aucune incidence défavorable sur la sécurité et la fiabilité des activités de la Société et sur leur durabilité environnementale. Ces initiatives comprennent la rationalisation des processus, la simplification de la gouvernance, la mise à niveau de la technologie de l'information, l'optimisation des modèles de prestation des services et, le cas échéant, le maintien des mesures d'attrition afin que les objectifs en matière de ressources humaines s'harmonisent avec les besoins de l'entreprise. Des initiatives d'amélioration de la performance en matière de coûts et de capacité organisationnelle sont en voie d'être mises en place à l'échelle de l'entreprise et des unités fonctionnelles.

Pour accroître l'efficacité et améliorer le rendement, la Société continue de miser sur un modèle organisationnel centralisé plus évolutif. En 2016, le nombre d'employés affectés aux activités courantes d'OPG et visés par la réduction de l'effectif commencée en 2011 était de plus de 2 800 employés. L'une des principales priorités de la Société continue d'être d'améliorer la performance organisationnelle et de tirer parti de ces gains d'efficacité. OPG continue d'examiner sa structure de coûts, d'élaborer des stratégies de contrôle des coûts et de faire la promotion d'une culture axée sur les résultats qui renforce sa capacité d'être un producteur à faibles coûts, son efficacité et son agilité organisationnelle dans le cadre de la prise de décisions d'affaires. Pour mettre davantage l'accent sur la productivité, OPG a adopté en 2016 le coût total de la production de l'entreprise par MWh à titre de mesures de la performance en matière de coûts organisationnels pour l'ensemble d'OPG et le coût total de la production hydroélectrique par MWh à titre de mesures de la performance en matière de coûts des actifs hydroélectriques d'OPG, qui s'ajoutent à la mesure de coût total de la production nucléaire par MWh existante. Pour en savoir plus sur ces mesures, voir les rubriques *Faits saillants*, *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et du rendement financier* et *Autres mesures financières non conformes aux PCGR*.

Gens et culture

Un effectif bien formé et engagé est essentiel à la réalisation des impératifs stratégiques d'OPG. Pour réussir dans un contexte d'affaires exigeant, OPG mise sur sa main-d'œuvre diversifiée, en santé et dévouée et sur la promotion d'une culture de collaboration, de responsabilisation et d'innovation. OPG continue également de communiquer et de mettre en œuvre les valeurs et les comportements qu'elle attend de ses employés afin de se polariser sur la sécurité, l'excellence opérationnelle, l'amélioration continue et l'engagement social.

La Société maintient l'importance d'améliorer les compétences de sa main-d'œuvre au moyen de programmes de développement du leadership, de gestion des connaissances, de diversité et d'inclusion, et par l'embauche dans des secteurs clés. Pour pouvoir se doter de la bonne combinaison de compétences, la Société emploie des stratégies de planification de la main-d'œuvre et de recrutement, tant pour l'acquisition de ressources externes que pour le perfectionnement des employés en place, pour pouvoir ainsi répondre efficacement à ses besoins d'affaires immédiats et à plus long terme en temps opportun. L'objectif des stratégies de planification de la main-d'œuvre et de recrutement est de veiller à ce que la main-d'œuvre de la Société soit diversifiée et possède les compétences et les capacités requises pour exploiter de façon sécuritaire et efficace les centrales et mener à bien les projets importants, y compris la remise en état de la centrale Darlington. Ces stratégies sont conçues pour prendre en compte les besoins prévus de main-d'œuvre jusqu'à la fin de la période prévue d'activités commerciales de la centrale Pickering, jusqu'à la fin de la période prévue pour décharger le combustible, dénoyer et mettre la centrale en état d'arrêt sécuritaire après la fermeture.

Dans le cadre de la stratégie visant le perfectionnement et la fidélisation de ses employés, et le développement du leadership, la Société a un programme actif de planification de la relève axé sur l'accélération du développement. OPG a aussi en place un processus de surveillance de la gestion des ressources humaines afin d'évaluer de manière proactive les risques, les problèmes et les besoins de recrutement. Depuis 2015, OPG offre un programme de développement du potentiel de leadership dans l'ensemble de la Société aux employés admissibles. Ce programme interfonctionnel de 18 mois dont les participants sont triés sur le volet est conçu pour identifier et former des candidats à des postes de leadership futurs alors qu'ils en sont relativement au début de leur carrière.

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 requalification périodique. En plus de maintenir à jour son programme 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. Des modèles de prestation de la formation sont évalués afin d'en déterminer l'efficacité.

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2017, OPG a mis en œuvre un nouveau programme de rémunération des cadres qui est conforme au *Règlement de l'Ontario 304/16 : Cadre de rémunération des cadres*, adopté en septembre 2016. Le règlement prescrit comment tous les employeurs désignés aux termes de la *Loi de 2014 sur la rémunération des cadres du secteur parapublic*, y compris OPG, doivent mettre en place des programmes de rémunération des cadres et les annoncer. Le programme doit englober la philosophie de rémunération, les plafonds salariaux et les plafonds des paiements liés à la performance, une analyse comparative et une description des autres éléments de la rémunération. Le nouveau programme de rémunération des cadres d'OPG, qui s'applique aux employés de l'échelon vice-président ou supérieur, est conçu pour offrir une rémunération correspondant à la moyenne du marché (50^e percentile) et est axé sur des paiements conditionnels liés au rendement. Le programme permettra à OPG d'attirer, de recruter et de fidéliser les cadres de talent qui sont essentiels à la création de valeur pour l'actionnaire et pour les clients, tout en garantissant une exploitation sécuritaire et fiable.

Excellence des projets

OPG poursuit un certain nombre de projets de développement de la capacité de production et d'autres projets importants dans le cadre des initiatives de planification de la production d'électricité en Ontario. OPG continue également de planifier et de mettre en œuvre des projets d'amélioration des immobilisations et des programmes de maintenance relativement à ses actifs existants. OPG vise l'excellence en matière de planification et de réalisation de tous les projets de la Société.

L'objectif d'OPG en matière d'excellence des projets est d'être un chef de file du secteur pour ce qui est de la qualité de la réalisation de projets et des capacités en gestion de projets. Dans le cadre de son engagement envers l'excellence des projets, OPG continue d'améliorer et de rationaliser son approche en planification et exécution de projets, en ayant comme objectif de livrer en tout temps des projets de haute qualité et de manière sécuritaire, dans le respect de l'échéancier et du budget prévus. Pour parvenir à l'excellence en matière de projets, OPG doit entre autres mettre en œuvre un modèle de réalisation des projets évolutif à l'échelle de toutes les unités fonctionnelles, constituer des équipes de gestion de projet qualifiées, optimiser les stratégies d'attribution de contrats, retenir les services de fournisseurs compétents et expérimentés, et surveiller et contrôler la réalisation de manière efficace.

L'état d'avancement des principaux projets d'OPG au 31 décembre 2016 est présenté ci-dessous.

Projet	Dépenses en immobilisations		Budget approuvé	Date de mise en service prévue	État d'avancement
(en millions de dollars)	Depuis le début de l'exercice	Cumulatives			
Remise en état de la centrale Darlington	1 019	3 185	12 800 ¹	Première unité – 2020 Dernière unité – 2026	La remise en état de l'unité 2 a commencé en octobre 2016, comme prévu. Le déchargement du combustible de l'unité 2, la première activité du chemin critique, a été achevé en janvier 2017, plus tôt que prévu. Le budget du projet est respecté. Se reporter à la rubrique correspondante ci-après.
Centrale hydroélectrique Peter Sutherland Sr.	141	236	300	2017	La mise en service de la centrale a commencé en février 2017, et la centrale devrait être en service au printemps de 2017, avant la date prévue initialement au calendrier. Se reporter à la rubrique correspondante ci-après.
Remise en état du réservoir de la centrale Sir Adam Beck à réserve pompée	39	46	58	2017	La remise en état est achevée et le réservoir a été remis en service en février 2017, avant la date prévue initialement et en deçà du budget approuvé. Se reporter à la rubrique correspondante ci-après.
Centrale hydroélectrique Ranney Falls	2	3	77	2019	La conception du projet a été achevée en 2016 et la construction devrait commencer en 2017. Se reporter à la rubrique correspondante ci-après.
Centrale solaire Nanticoke	1	1		2019	La définition du projet est en cours et la construction devrait commencer au premier semestre de 2018. Se reporter à la rubrique correspondante ci-après.
Dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité	9 ²	195 ²			OPG a réalisé les études additionnelles requises par l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (« ACEE ») et le ministère fédéral de l'Environnement et du Changement climatique et soumis cette information en décembre 2016. Se reporter à la rubrique correspondante ci-après.

¹ Le budget total du projet de 12,8 milliards de dollars sera consacré à la remise en état des quatre unités de la centrale Darlington.

² Les dépenses sont passées en charges dans les passifs nucléaires.

Remise en état de la centrale Darlington

Les unités de la centrale Darlington devraient approcher de leur fin de vie initialement prévue. La remise en état des quatre unités devrait permettre de prolonger la durée de vie de la centrale Darlington d'environ 30 ans. Le projet de remise en état de la centrale Darlington est un programme multiphase qui se compose des cinq grands sous-projets suivants :

- **Travaux de retubage et de remplacement des conduits d'alimentation** : Travaux d'enlèvement et de remplacement des canaux de combustible et des conduits d'alimentation dans chaque réacteur
- **Turbines et générateurs** : Travaux d'inspection et de réparation des groupes électrogènes et remplacement des systèmes de contrôle analogiques par des systèmes de contrôle numériques
- **Déchargement et manipulation de combustible** : Travaux de déchargement des réacteurs et de remise en état de l'équipement de manipulation de combustible
- **Générateurs de vapeur** : Travaux de nettoyage mécanique, de décapage au jet d'eau, et d'inspection et d'entretien des générateurs
- **Reste de la centrale** : Travaux de moindre envergure comme le remplacement ou la réparation de certaines autres composantes de la centrale

En janvier 2016, le gouvernement de l'Ontario a réitéré son soutien au projet de remise en état de la centrale Darlington par l'entremise du ministère de l'Énergie de l'Ontario qui a annoncé qu'il était favorable au plan de remise en état des quatre unités de la centrale Darlington d'OPG, pour un budget total de 12,8 milliards de dollars, y compris les intérêts capitalisés et la hausse des prix. L'annonce de la Province a suivi l'approbation du budget et de l'échéancier du projet par le conseil d'administration d'OPG en novembre 2015. Les travaux de remise en état de la dernière unité devraient être terminés en 2026 au plus tard. Le permis d'exploitation actuel d'OPG pour la centrale Darlington couvre la majeure partie de la durée prévue du projet de remise en état de la centrale Darlington, et vient à échéance en novembre 2025.

En 2016, le projet de remise en état de la centrale Darlington est passé de la phase de planification à la phase d'exécution, OPG ayant commencé la remise en état de la première unité, soit l'unité 2, en octobre 2016, comme prévu. L'unité a été mise à l'arrêt le 15 octobre 2016. Le déchargement du combustible du réacteur, la première activité importante de remise en état entreprise après que l'unité a été mise hors service, a été effectué de façon sécuritaire plus tôt que prévu, soit en janvier 2017, et le combustible de 480 canaux de combustible a été déchargé. Les travaux préparatoires effectués dans la voûte du réacteur en prévision du retrait des tubes de liaison et des canaux de combustible ont commencé immédiatement après la fin du déchargement du combustible. Le budget du projet est respecté.

Une fois remise en état à un coût d'environ 4,8 milliards de dollars, l'unité 2 devrait être remise en service au premier trimestre de 2020. Ce montant comprend les dépenses en immobilisations engagées au cours des phases de définition et de planification du projet. Le *Règlement de l'Ontario 53/05* oblige la CEO à reconnaître la nécessité du projet de remise en état de la centrale Darlington compte tenu du Plan énergétique à long terme de 2013 de l'Ontario et de la politique connexe de la Province qui est favorable à ce projet. Il exige également de la CEO qu'elle s'assure qu'OPG recouvre le coût en capital et les coûts autres qu'en capital et les engagements financiers fermes à l'égard du projet de remise en état de la centrale Darlington, si la CEO est convaincue qu'OPG a fait preuve de prudence lorsqu'elle a engagé les coûts et pris les engagements financiers fermes.

Un certain nombre de projets préalables à l'appui de la phase d'exécution du projet, y compris la construction d'installations, la mise à niveau d'infrastructures et les améliorations physiques en matière de sécurité, ont été réalisés, et les autres projets sont en voie d'achèvement, conformément au calendrier global d'exécution du projet de remise en état.

Tous les contrats importants pour le projet de remise en état de la centrale Darlington qu'OPG prévoyait octroyer avaient été conclus avant le début des travaux de remise en état de l'unité 2. Ces contrats comprenaient le contrat

octroyé en janvier 2016 relativement à la phase d'exécution des travaux de retubage et de remplacement des conduits d'alimentation de liaison et évalué à environ 2,75 milliards de dollars pour des travaux qui devaient être réalisés dans les quatre unités. Tous les contrats d'envergure contiennent des clauses suspensives et des clauses de résiliation.

Voici un résumé des principales activités de 2016 liées au projet :

- La fabrication des principales composantes du réacteur, y compris les canaux de combustible et les tubes de liaison, est en cours, et le premier ensemble de tubes de liaison a été livré au quatrième trimestre de 2016. Les autres composantes devraient être livrées selon le calendrier du projet.
- Les outils spécialisés d'enlèvement et le remplacement des tubes de liaison et des canaux de combustible dans chaque réacteur ont été livrés à l'installation de simulation et de formation au deuxième trimestre de 2016, comme prévu, et les essais des outils ont été réalisés.
- Les 28 réservoirs de stockage ont été installés dans les installations de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts, qui devraient fournir la capacité de stockage et de traitement requise pour l'enlèvement de l'eau lourde des unités pendant la remise en état et l'exploitation continue de la centrale.
- L'annexe pour le retubage et le remplacement des conduits d'alimentation a été achevée en février 2016. L'installation héberge les activités liées aux travaux préparatoires et les activités de gestion des entrepreneurs et de surveillance de projet.

Outre les travaux de déchargement du combustible du réacteur de l'unité 2 achevés en janvier 2017, les étapes du projet de remise en état de la centrale Darlington en 2017 sont les suivantes :

- Réalisation des activités de préparation de la voûte du réacteur en appui aux travaux de retubage et de remplacement des conduits d'alimentation.
- Répétitions continues des tâches de remise en état faisant appel aux outils spécialisés d'enlèvement et de remplacement des tubes de liaison et des canaux de combustible à l'installation de formation et de simulation d'OPG.
- Enlèvement des tubes de liaison de l'unité 2 et début de la série de travaux d'enlèvement des canaux de combustible.
- Achèvement des projets d'amélioration à la sécurité de la troisième génératrice d'urgence et du système à évent avec filtre servant à atténuer la pression à l'intérieur du confinement, qui auraient initialement dû être mis en service en 2016. La mise en œuvre des mesures correctrices est en cours et OPG prévoit que ces projets seront achevés au deuxième trimestre de 2017. Ce retard n'aura pas d'incidence sur l'ensemble du calendrier du projet de remise en état de la centrale Darlington, et aucun des deux projets n'est entré dans une phase critique.
- Achèvement du bâtiment de traitement des déchets générés par le remplacement des tubes de force et de l'installation de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts.
- Début de l'entretien majeur de la turbogénératrice et du remplacement du chemin d'alimentation pour la manutention du combustible.
- Poursuite des travaux requis conformément aux exigences du PMOI approuvé par la CCSN pour la centrale Darlington.

En plus de mener à bien les activités de remise en état de l'unité 2, OPG a commencé la planification de la remise en état de la deuxième unité, l'unité 3, et prend les engagements connexes d'approvisionnement des principales composantes dont les délais d'approvisionnement sont longs. Au 31 décembre 2016, OPG avait investi 31 millions de dollars dans les activités de planification de la remise en état de la deuxième unité. Ces activités sont réalisées conformément au calendrier du projet de remise en état.

Centrale hydroélectrique Peter Sutherland Sr.

Le projet de construction de la centrale hydroélectrique Peter Sutherland Sr. de 28 MW en est à la phase d'essai et de mise en service de la turbine et de la génératrice, ainsi qu'à la formation de l'exploitant et à la remise des documents. Les activités de démobilisation et les travaux de régénération du site se poursuivent. La mise en service de la centrale a commencé en février 2017 et la centrale devrait être mise en service au printemps de 2017, en avance sur la date prévue à l'origine, soit le premier semestre de 2018. Les travaux prévus au calendrier ont été réalisés plus rapidement pour tirer parti des conditions météorologiques favorables. Les coûts du projet respectent le budget approuvé de 300 millions de dollars.

Remise en état du réservoir de la centrale Sir Adam Beck à réserve pompée

Les travaux de remise en état de la centrale Sir Adam Beck à réserve pompée ont commencé en avril 2016, et le réservoir de 300 hectares a été remis en service en février 2017, une fois le programme de mise en service du réservoir achevé. La centrale Sir Adam Beck à réserve pompée permet à OPG de pomper et de stocker l'eau détournée de la centrale lorsque la demande d'électricité est faible, afin de produire un maximum de 600 MW d'électricité pour les périodes futures de forte demande d'électricité. Les travaux comprenaient l'installation d'une nouvelle membrane partielle et la construction d'un écran d'étanchéité dans la fondation rocheuse de la digue. Il est prévu que les travaux de remise en état prolongeront d'environ 50 ans la durée de vie du réservoir. Le projet a été achevé avant la date prévue de mise en service d'avril 2017 et les coûts ont été inférieurs au budget approuvé de 58 millions de dollars.

Centrale hydroélectrique Ranney Falls

En 2016, OPG a achevé les travaux de conception d'un projet de construction d'une centrale hydroélectrique d'une seule unité de 10 MW sur le site existant de la centrale Ranney Falls. La nouvelle unité remplacera une unité existante qui était en fin de vie en 2014. Les dépenses en immobilisations pour les travaux de définition du projet achevés au 31 décembre 2016 s'élevaient à 3 millions de dollars. OPG prévoit commencer la construction en 2017; la mise en service est prévue au quatrième trimestre de 2019 et le budget du projet est de 77 millions de dollars.

Centrale d'énergie solaire Nanticoke

La construction d'une centrale d'énergie solaire de 44 MW sur le site de la centrale Nanticoke d'OPG et sur les terres adjacentes devrait commencer au premier semestre de 2018. Elle devrait être achevée au premier trimestre de 2019. Les dépenses en immobilisations pour les travaux de définition du projet achevés au 31 décembre 2016 s'élevaient à 1 million de dollars. Pour plus de précisions sur le projet, se reporter à la rubrique *Faits saillants* sous *Faits nouveaux*.

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

OPG a proposé l'aménagement d'un dépôt géologique en profondeur à titre de solution privilégiée pour la gestion sécuritaire à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité générés par l'exploitation continue des centrales nucléaires appartenant à OPG. Une entente a été conclue avec des municipalités locales afin de permettre à OPG d'aménager le dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité, sur les terres adjacentes à l'installation de gestion des déchets Western à Kincardine, en Ontario.

En 2012, la CCSN et l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (« ACEE ») ont créé une commission d'examen conjoint composée de trois membres et chargée d'examiner le dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité. La commission a examiné si les incidences sur l'environnement du dépôt géologique pour les déchets de faible activité et de moyenne activité proposé respectaient les exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. En mai 2015, la commission a soumis son rapport et ses recommandations sur l'EE à la ministre fédérale de l'Environnement. Dans son rapport, la commission a conclu que, compte tenu des mesures d'atténuation prises, il était peu probable que le projet ait une incidence importante sur

l'environnement, et a recommandé que la ministre approuve l'EE. Le rapport proposait que le projet soit mis en œuvre sans délai.

OPG a répondu à la liste des conditions environnementales potentielles de l'ACEE liées au rapport de la commission en août 2015. En février 2016, la ministre fédérale de l'Environnement et du Changement climatique a demandé d'autres renseignements sur certains aspects de l'EE, y compris de l'information sur d'autres emplacements pour le projet et l'impact environnemental si le dépôt géologique en profondeur du combustible irradié prévu du Canada, qui est aménagé par la Société de gestion des déchets nucléaires (« SGDN »), était situé à proximité du dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité proposé d'OPG. OPG a réalisé les études demandées et soumis l'information requise en décembre 2016, comme prévu. Après un examen par l'ACEE et une période de consultation publique, la ministre devrait faire une déclaration sur sa décision relative à l'EE au quatrième trimestre de 2017. D'après l'information soumise à la ministre, le projet de dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité à l'installation de gestion des déchets Western demeure la solution privilégiée par OPG pour la gestion sécuritaire à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité, compte tenu des impacts environnementaux, des risques liés au transport, des coûts de transport et autres coûts liés au projet et des incertitudes, ainsi que de l'absence de certitude quant à l'amélioration de la sécurité ou de la qualité de l'environnement à un autre emplacement.

En 2013, OPG a suspendu les activités de conception liées au projet jusqu'à ce que le permis de préparation d'un emplacement et de construction soit accordé. Si la décision relative à l'EE est positive, le processus d'obtention de permis recommencera. Lorsque le permis de préparation du site et de construction sera accordé, OPG réalisera la phase de conception détaillée et élaborera un échéancier et un budget pour le projet. Parallèlement, OPG réitérera son engagement envers les Nations Ojibway Saugeen en vue d'obtenir le soutien de la communauté au projet de dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité. Le conseil d'administration d'OPG doit également donner son approbation pour que les travaux de construction commencent. La date de mise en service du dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité devrait avoir lieu six ou sept ans après le début de la construction.

Nouvelles unités de production nucléaire

Le Plan énergétique à long terme de 2013 indiquait que le ministère de l'Énergie de l'Ontario travaillerait avec OPG afin de conserver le permis délivré par la CCSN autorisant la préparation du site Darlington en vue d'y construire deux nouveaux réacteurs nucléaires. Ainsi, OPG a entrepris les activités nécessaires pour conserver le permis de la CCSN pour préparer le site qui accueillerait les nouveaux réacteurs et pour l'EE du projet de construction de nouvelles installations nucléaires à la centrale Darlington. Selon le rapport de la commission sur l'EE, il était peu probable que des impacts environnementaux néfastes importants découlent du projet, compte tenu des mesures d'atténuation. En avril 2016, la Cour suprême du Canada a réglé le litige en rejetant la demande d'autorisation d'appel déposée par les parties qui contestaient l'EE relative au projet de nouvelles installations à la centrale nucléaire Darlington en demandant une révision judiciaire de l'affaire. Le permis de préparation du site délivré par la CCSN expire en 2022.

Vigueur financière

En tant qu'entreprise commerciale, OPG a comme priorité financière de réaliser un niveau constant de rendement financier élevé qui assure un niveau de rendement approprié sur l'investissement de l'actionnaire et qui positionne la Société en vue de la croissance future. Cette priorité comporte trois objectifs :

- Accroître les revenus, réduire les coûts et dégager un rendement approprié.
- Assurer la disponibilité d'un financement abordable pour les besoins opérationnels, les projets de développement de la capacité de production et les obligations à long terme.
- Rechercher des possibilités d'expansion des activités de base existantes et tirer parti de nouvelles voies de croissance.

Accroître les revenus, réduire les coûts et dégager un rendement approprié

Conformément à son mandat commercial, OPG s'applique à accroître les revenus et à dégager un taux approprié de rendement de l'investissement de l'actionnaire, tout en tenant compte de l'incidence sur les consommateurs d'électricité en Ontario.

Afin d'atteindre les objectifs susmentionnés pour les activités réglementées, OPG s'applique à démontrer clairement dans ses demandes tarifaires auprès de la CEO que les coûts requis pour investir dans les actifs et les exploiter sont raisonnables et engagés de façon prudente, et doivent être recouverts en entier, et que l'investissement de l'actionnaire dans ces actifs doit dégager un taux de rendement approprié. Les tarifs réglementés de base actuels d'OPG, qui sont entrés en vigueur en novembre 2014, sont inférieurs à ceux demandés par OPG d'après ses coûts prévus. Cette situation a nui à la capacité d'OPG de dégager le taux de rendement prescrit par la CEO sur l'investissement de l'actionnaire dans les actifs réglementés.

Afin d'améliorer la vigueur financière des activités réglementées dans l'avenir, OPG s'est efforcée de fournir les preuves appropriées et transparentes qui étayeront ses demandes tarifaires auprès de la CEO, de se donner les ressources organisationnelles nécessaires pour appuyer un processus efficace de demandes tarifaires et d'être constamment à l'affût de nouvelles possibilités de réaliser des gains d'efficacité dans la structure de coûts de la Société. Jusqu'ici, les efforts déployés par OPG pour réduire les coûts et améliorer l'efficacité ont donné lieu à d'importants changements au sein de la Société. À titre d'exemple, OPG avait réalisé des économies cumulatives de plus de 1 milliard de dollars depuis le début de 2011, en procédant à des réductions du nombre d'employés permanents pour les activités courantes. Les efforts de réduction de coûts et les initiatives d'amélioration de la productivité d'OPG sont analysés à la rubrique *Accroître l'efficacité et réduire les coûts* sous *Excellence opérationnelle*.

Au deuxième trimestre de 2016, OPG a déposé auprès de la CEO une demande de nouveaux tarifs réglementés de base pour une période de cinq ans, applicables à la production de ses centrales hydroélectriques et nucléaires réglementées, dont la date d'entrée en vigueur proposée était le 1^{er} janvier 2017. La CEO devrait rendre sa décision relative à la demande, y compris la date de l'entrée en vigueur des nouveaux tarifs réglementés autorisés, au deuxième semestre de 2017. Conformément aux exigences du *Règlement de l'Ontario 53/05*, la demande d'OPG comprend une proposition de nivellement des tarifs pour la production nucléaire. Dans sa demande, OPG cherche à s'assurer que les tarifs réglementés pour la production nucléaire selon l'approche de nivellement des tarifs fournissent des flux de trésorerie suffisants pour répondre à ses besoins de liquidités, fournir un financement économique pour le projet de remise en état de la centrale Darlington et d'autres dépenses, et maintenir la notation de crédit de première qualité de la Société, en tenant compte des incidences à court terme et futures sur les clients. La demande incitera également OPG à mettre en œuvre d'autres mesures de réduction des coûts et d'efficacité à l'échelle de ses activités, par suite d'un plus grand découplage entre les tarifs réglementés et les coûts et de la prolongation de la période pendant laquelle les tarifs sont en vigueur aux termes du cadre de réglementation incitative de la CEO. Dans sa demande, OPG cherche également à obtenir une augmentation de la structure du capital présumée qui s'applique à la base tarifaire réglementée pour la faire passer de 45 % de capitaux propres et 55 % de dettes à 49 % de capitaux propres et 51 % de dettes pour tenir compte des tarifs réglementés actuels. Si elle est approuvée, cette nouvelle structure améliorerait le rendement sur l'investissement de l'actionnaire d'OPG. Pour en savoir plus sur la demande tarifaire d'OPG, voir la rubrique *Faits saillants* sous *Faits nouveaux*.

Pour les projets de développement de la capacité de production qui ne font pas partie des actifs réglementés par la CEO, OPG avait comme stratégie de conclure des ententes génératrices de revenus adéquates avant d'entreprendre un projet. Conformément à cette stratégie, la plupart des installations en exploitation et des actifs en construction d'OPG sont visés par des CAE ou d'autres contrats à long terme avec la SIERE. En vertu de ces contrats, OPG prévoit que ses activités de production non réglementées, présentées dans le secteur Portefeuille de production liée par contrat, continueront de générer un rendement et des flux de trésorerie généralement stables dans l'avenir.

La structure du capital d'OPG reflète actuellement un niveau d'endettement moins élevé que celui de la structure du capital présumée prise en compte dans les tarifs réglementés actuels ou proposés de la Société. OPG évalue des stratégies pour améliorer le rendement pour l'actionnaire en optimisant sa structure du capital par un meilleur alignement sur la structure du capital présumée, compte tenu de la vigueur financière globale de la Société et de l'incidence potentielle sur la notation de crédit de première qualité de la Société.

Assurer la disponibilité d'un financement à coût avantageux

OPG surveille activement ses besoins de financement et ses fonds disponibles prévus afin de s'assurer qu'elle pourra répondre aux besoins d'exploitation, aux engagements contractuels et aux obligations à long terme de la Société. OPG recourt à de nombreuses sources de financement, y compris les flux de trésorerie d'exploitation, le papier commercial, la titrisation d'actifs, les lettres de crédit, les facilités de crédit, les titres d'emprunt à long terme et le financement de projets par des placements privés. Dans le cadre de sa stratégie de financement, la Société mise sur la vigueur de son bilan pour gérer sa dette à long terme de manière économique. OPG a également accès aux marchés financiers pour le financement de projets par des placements privés, qui sont garantis par les actifs des projets quand, par leur nature, les projets sont réalisables par un tel financement. Il est essentiel pour OPG de conserver une notation de crédit de première qualité pour avoir accès à du financement à coût économique.

En avril 2016, DBRS Limited (« DBRS ») a maintenu à A (bas) la notation de crédit à long terme d'OPG et à R-1 (bas) la notation pour son papier commercial. Toutes les notations attribuées par DBRS ont une perspective stable. En juillet 2016, S&P Global Ratings (« S&P ») a maintenu à BBB+ la notation de crédit à long terme d'OPG, avec une perspective stable. S&P a attribué une notation de A-1 (bas) au papier commercial d'OPG.

OPG prévoit continuer de recourir aux marchés financiers, s'il y a lieu, pour obtenir du financement à coût abordable pour ses projets futurs de développement de la capacité de production. La Société continue d'évaluer les arrangements qui répondraient à ses besoins de financement et à ses programmes de dépenses en immobilisations. La situation de trésorerie et les sources de financement d'OPG sont décrits en détail à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement*.

Recherche de possibilités de croissance

OPG recherche des possibilités de croissance commerciale sous forme d'investissement dans son portefeuille d'actifs de production de base et une participation dans de nouveaux projets de production d'énergie renouvelable. La stratégie de croissance d'OPG prend en compte la situation financière de la Société et les changements futurs anticipés dans les actifs de production, y compris la fin éventuelle des activités commerciales de la centrale Pickering. Cette stratégie tient compte également des facteurs externes sectoriels, technologiques, environnementaux, sociaux et économiques. Les possibilités de croissance sont évaluées à l'aide d'analyses financières et d'analyses fondées sur les risques, et de considérations stratégiques.

La stratégie de croissance des activités de base d'OPG est axée sur le renouvellement et l'expansion du portefeuille d'actifs de production nucléaire, hydroélectrique et thermique de la Société en Ontario, y compris le réaménagement et l'expansion de sites existants et les nouveaux projets potentiels. La stratégie repose sur l'expertise en matière d'exploitation et de développement de projets d'OPG et sur les actifs diversifiés existants de la Société. OPG évalue les possibilités d'acquisition à mesure qu'elles se présentent, en tenant compte des synergies opérationnelles, des avantages stratégiques, du rendement financier et du profil de risque. Les principaux projets de développement de la capacité de production et les initiatives de prolongation de la durée de vie des actifs d'OPG qui ont cours sont analysés à la rubrique *Activités de base, stratégie et perspectives* sous *Excellence opérationnelle* et *Excellence des projets*.

OPG cherche à étendre ses activités au-delà de ses activités de production de base en investissant dans l'innovation et les nouvelles technologies sobres en carbone, y compris la production sélective à partir de l'énergie solaire, le stockage d'énergie, l'aménagement de microréseaux et l'infrastructure pour les véhicules électriques. OPG examine aussi des plans de croissance à plus long terme axés sur les diverses possibilités qu'offre le secteur de l'électricité, à l'intérieur comme à l'extérieur de l'Ontario. OPG envisage de tirer parti de possibilités de croissance en partenariat avec d'autres entités commerciales, dans les cas où des synergies appropriées existent et cadrent avec les objectifs d'affaires d'OPG.

En mars 2016, Nanticoke Solar LP a été sélectionnée, dans le cadre de la première phase du processus AGER de la SIERE, pour aménager une centrale solaire de 44 MW sur le site de la centrale Nanticoke d'OPG et sur les terres adjacentes. En mars 2016, la société en commandite et la SIERE ont conclu un contrat d'AGER de 20 ans, qui a officialisé les modalités d'aménagement et d'exploitation de la nouvelle centrale solaire. En septembre 2016, le gouvernement de l'Ontario a mis temporairement fin à la deuxième phase du processus AGER, ce qui n'a pas d'incidence sur le projet.

D'octobre 2016 à décembre 2016, le gouvernement de l'Ontario a mis en œuvre un processus de consultation visant la mise à jour de son Plan énergétique à long terme. Dans le cadre de la consultation, OPG a fait une demande officielle, étant donné que la consultation se rapporte aux activités de production de base et aux possibilités de croissance d'OPG. Le ministère de l'Énergie de l'Ontario a indiqué que le Plan énergétique à long terme, qui devrait être publié en 2017, permettra de réaliser l'équilibre entre les principes d'abordabilité, de fiabilité, d'énergie propre, d'engagement communautaire et autochtone, et de conservation et de gestion de la demande. Les possibilités de croissance des activités d'OPG pourraient être touchées par les résultats du Plan énergétique à long terme de 2017.

Acceptation sociale de nos activités

En tant que première entreprise de production d'électricité en Ontario menant diverses activités à l'échelle de la province, OPG est responsable envers le public et ses employés, et continue de mettre l'accent sur le maintien de la confiance du public. OPG est résolue à maintenir des normes élevées en matière de sécurité publique et d'engagement social, y compris la protection de l'environnement, la transparence, la participation des collectivités et les relations avec les Autochtones. L'engagement d'OPG envers la sécurité est analysé à la rubrique *Activités de base, stratégie et perspectives* sous *Sécurité au travail et sécurité publique*.

OPG s'efforce d'établir des relations de travail à long terme et mutuellement avantageuses avec les collectivités, les entreprises et les organismes autochtones de l'Ontario et continue d'appuyer les possibilités d'approvisionnement, d'emploi et de formation avec ses partenaires des collectivités autochtones. La Société cherche à établir des relations qui soient fondées sur le respect des langues, des coutumes et des organisations politiques, sociales et culturelles des collectivités autochtones. L'engagement d'OPG dans ce domaine comprend l'établissement de partenariats de développement liés à la production d'énergie reposant sur des ententes commerciales à long terme et d'autres projets conjoints. Les partenariats conclus récemment comprennent la construction de la centrale Peter Sutherland Sr. en collaboration avec la Nation Taykwa Tagamou, l'aménagement de la centrale solaire Nanticoke en partenariat avec la bande Six Nations de Grand River et deux projets de remise en état des rives réalisés en 2016. La Première Nation Whitesand, qui travaille en étroite collaboration avec OPG, a mené à bien un projet de remise en état de près de deux kilomètres de rives en 2016, tandis que la Première Nation de LongLake 58 a assumé la gestion d'un projet de remise en état des rives de cinq ans. OPG fait participer proactivement les collectivités autochtones aux activités nucléaires de la Société, y compris les réunions régulières et un effort de sensibilisation au projet de dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité et le renouvellement du permis de l'installation de gestion des déchets de Pickering et de l'installation de gestion des déchets Western. En novembre 2016, l'ACÉ a rendu hommage à OPG pour son engagement continu à faire participer les collectivités autochtones locales en lui décernant le prix Électricité durable 2016 pour son rôle de leader en matière de collaboration externe et de partenariat.

OPG s'est engagée à être une entreprise ouverte, transparente et responsable. Exerçant ses activités partout en Ontario, OPG travaille à maintenir la confiance du public avec les parties prenantes en suscitant l'engagement des collectivités où elle est présente, en partageant de l'information et en étant transparente quant à sa performance. De plus, les activités d'OPG font l'objet d'une importante surveillance réglementaire par la CCSN, la CEO et d'autres organismes.

Dans le cadre de son engagement envers la durabilité environnementale, OPG travaille avec des partenaires communautaires afin de soutenir la biodiversité et les écosystèmes régionaux. En 2016, OPG a poursuivi ses efforts visant à protéger et à restaurer l'habitat, à promouvoir l'éducation et la sensibilisation à la biodiversité, et à aider au rétablissement d'espèces à risque. De plus, OPG contribue au bien-être des collectivités qui accueillent ses centrales dans le cadre du programme d'engagement de la Société, qui appuie les œuvres caritatives communautaires ou sans but lucratif dans les domaines de l'environnement, de l'éducation et de l'engagement communautaire, y compris les initiatives autochtones. En 2016, OPG a soutenu, par l'entremise de son programme d'engagement, plus de 850 initiatives, dont 87 étaient des initiatives autochtones.

Pour en savoir plus sur l'engagement d'OPG envers le développement durable, y compris de l'information sur la performance et les initiatives de la Société sur les plans environnemental, social et économique, voir le rapport 2015 sur le développement durable d'OPG, qui se trouve sur le site Web de la Société à l'adresse www.opg.com.

Perspectives

La performance financière des activités réglementées d'OPG découle, en grande partie, de l'issue des demandes de tarifs réglementés auprès de la CEO. Les tarifs réglementés de base actuels ont été établis par la CEO avec prise d'effet le 1^{er} novembre 2014 sur la base des prévisions de coûts et de production des installations réglementées pour la période de 2014 à 2015. L'issue de la demande actuelle de nouveaux tarifs réglementés de base d'OPG, présentée à la CEO en mai 2016, devrait garantir en grande partie les tarifs pour les activités réglementées pour la période de 2017 à 2021.

Dans sa demande de mai 2016, OPG a souhaité que les nouveaux tarifs réglementés entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2017. En décembre 2016, la CEO a publié une ordonnance dans laquelle elle déclarait que les tarifs réglementés de base actuels étaient provisoires, de sorte qu'elle a toujours la capacité de faire en sorte que les nouveaux tarifs réglementés soient en vigueur dès le 1^{er} janvier 2017. La CEO devrait rendre sa décision sur la demande, y compris la date d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs réglementés, au deuxième semestre de 2017. Compte tenu de la date à laquelle OPG a déposé sa demande et du respect par OPG des procédures à ce jour, la Société croit que la CEO pourrait approuver l'entrée en vigueur des nouveaux tarifs réglementés en date du 1^{er} janvier 2017.

Jusqu'à ce que la décision de la CEO sur la demande d'OPG soit rendue, le maintien des tarifs réglementés actuels devrait entraîner une baisse du bénéfice, notamment le bénéfice du secteur Production nucléaire réglementée, et une diminution du RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu en 2017 par rapport à ceux de 2016. Ceci est dû en grande partie à la réduction annuelle prévue de la production nucléaire attribuable aux interruptions prévues pour la remise en état de l'unité 2 de la centrale Darlington, étant donné que les tarifs réglementés actuels pour la production nucléaire ont été déterminés d'après une prévision de production qui reflétait la poursuite des activités des quatre unités de la centrale. Par conséquent, la décision de la CEO quant à la date d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs réglementés, ainsi que la date à laquelle la décision sera rendue, pourrait avoir une incidence importante sur les résultats financiers d'OPG pour 2017. La demande de nouveaux tarifs réglementés est analysée plus en détail à la rubrique *Faits saillants* sous *Faits nouveaux*.

Les tarifs réglementés de base pour la production nucléaire découlant de la demande actuelle d'OPG seront assujettis à un mécanisme de nivellement des tarifs qui fera en sorte que la rentrée d'une partie des besoins en revenus approuvés par la CEO sera reportée. Ce report, combiné à l'expiration des avenants tarifaires en vigueur jusqu'à la fin de 2016 et à une réduction annuelle de la production nucléaire attribuable à la remise en état de l'unité 2 de Darlington, entraînera une baisse des flux de trésorerie d'exploitation et une diminution du ratio de

couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie en 2017 par rapport à ceux de 2016. OPG prévoit continuer d'avoir la capacité financière nécessaire et un accès suffisant à du financement abordable pour financer ses besoins de capitaux et d'autres décaissements. De plus, la réduction de la production nucléaire attribuable aux interruptions pour la remise en état de la centrale Darlington aura une incidence négative sur le coût total de la production de l'entreprise pendant toute la durée du projet de remise en état. La variabilité des dépenses d'investissement de maintien, y compris les projets de maintien importants pour les activités hydroélectriques, aura également une incidence sur le coût total de la production de la Société.

Plusieurs comptes d'écarts et de report réglementaires approuvés par la CEO qui sont actuellement en place contribuent à la réduction de la variabilité relative du bénéfice et du RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu de la Société. Ces comptes d'écarts comprennent entre autres les comptes liés à l'incidence sur le revenu de la variabilité des débits d'eau et de la production perdue en raison de la production excédentaire des centrales hydroélectriques réglementées. Aucun compte d'écarts ou de report n'a été mis en place au titre de l'incidence de la performance des centrales nucléaires sur le revenu tiré des tarifs réglementés de base. Compte tenu de l'incidence sur les comptes d'écarts et de report, il est en général prévu que le secteur Production hydroélectrique réglementée générera dans l'ensemble un bénéfice plus prévisible que celui du secteur Production nucléaire réglementée. OPG continue d'exploiter et de maintenir ses installations nucléaires de façon à optimiser leur performance et leur disponibilité, tout en s'efforçant d'améliorer la fiabilité et la prévisibilité globales de ses actifs.

L'électricité provenant de la plupart des actifs non réglementés d'OPG fait l'objet de CAE avec la SIERE. Sur la base de ces contrats, OPG prévoit que le secteur Portefeuille de production liée par contrat continuera de contribuer à la stabilité générale du bénéfice et des flux de trésorerie d'exploitation dans l'avenir.

Pour 2017, OPG prévoit des dépenses en immobilisations d'environ 1,8 milliard de dollars, dont une partie sera affectée au projet de remise en état de la centrale Darlington, aux projets de développement de la capacité hydroélectrique, y compris l'achèvement de la centrale Peter Sutherland Sr. et l'agrandissement de la centrale Ranney Falls, et au maintien des investissements dans les centrales hydroélectriques. Les principaux projets de développement de la capacité de production d'OPG sont analysés à la rubrique *Excellence des projets*.

Outre la performance d'exploitation et la performance financière des activités de production d'électricité, les résultats d'OPG sont touchés par le bénéfice des Fonds distincts nucléaires, qui sont présentés dans le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée. Bien que les Fonds distincts nucléaires soient gérés dans le but de dégager, à long terme, des taux de rendement cibles fondés sur le taux d'actualisation spécifié dans l'ONFA, les taux de rendement pour une période donnée peuvent être assujettis à divers facteurs externes, y compris les conditions du marché des capitaux et les fluctuations de l'IPC de l'Ontario. À court terme, ces facteurs peuvent être volatils et entraîner des fluctuations du bénéfice de la Société. Cette volatilité a été atténuée en partie par l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce. Le bénéfice d'OPG demeure exposé au risque lié au taux de rendement pour la partie des Fonds distincts nucléaires liée aux centrales nucléaires Pickering et Darlington aux termes de la méthode de recouvrement des coûts actuelle approuvée par la CEO pour les passifs nucléaires.

Comme OPG limite le montant des actifs des Fonds distincts nucléaires qui est comptabilisé au bilan à la valeur actuelle des obligations de capitalisation pendant le cycle de vie selon le plan de référence le plus récent en vertu de l'ONFA, la volatilité du rendement des Fonds distincts nucléaires reflétée dans le bénéfice net est réduite lorsque les Fonds distincts nucléaires sont entièrement capitalisés ou sont surcapitalisés. Au 31 décembre 2016, le Fonds distinct pour déclassé était surcapitalisé de 21 %, et le Fonds distinct pour combustible irradié était légèrement surcapitalisé, soit de moins de 1 %, d'après le plan de référence en vertu de l'ONFA. La variabilité du rendement des actifs attribuable à la volatilité inhérente aux marchés des capitaux et aux variations de l'ICP de l'Ontario pourrait faire en sorte que l'un des Fonds ou les deux soient sous-capitalisés dans l'avenir. Le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA est analysé à la rubrique *Faits saillants* sous *Faits nouveaux*. Pour en savoir plus sur la comptabilisation des Fonds distincts nucléaires, voir la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques* sous *Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires*.

INDICATEURS CLÉS DU RENDEMENT D'EXPLOITATION ET DU RENDEMENT FINANCIER

OPG évalue le rendement de ses centrales à l'aide de divers indicateurs clés. Les indicateurs clés du rendement d'exploitation alignés sur les impératifs stratégiques de la Société sont des mesures de la fiabilité de la production, de la rentabilité et de la performance sur le plan de l'environnement et de la sécurité. Certaines des mesures utilisées varient selon la technologie de production. Les indicateurs clés du rendement financier évaluent le rendement financier de la Société à l'échelle de l'entreprise.

En 2016, OPG a adopté le coût total de la production de l'entreprise par MWh à titre de mesure de la rentabilité de l'exploitation à l'échelle de la Société. Parallèlement, OPG a adopté le coût total de la production hydroélectrique par MWh à titre de mesure de la rentabilité des centrales hydroélectriques d'OPG et ne présente plus les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh. Les nouvelles mesures de la performance, ainsi que le coût total de la production nucléaire par MWh, constituent, pour la Société, une méthode uniforme et unique d'évaluation de la rentabilité à l'échelle de l'entreprise.

Le coût total de la production de l'entreprise, le coût total de la production nucléaire, le coût total de la production hydroélectrique, le RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu et le ratio de couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation décrits ci-après ne sont pas des mesures conformes aux PCGR des États-Unis. Ils ne devraient pas être considérés comme des substituts au bénéfice net ou à toute autre mesure de rendement selon les PCGR des États-Unis. OPG est toutefois d'avis que ces mesures financières non conformes aux PCGR sont des indicateurs utiles de son rendement et s'inscrivent dans ses impératifs stratégiques et objectifs connexes. La définition et le calcul du coût total de la production de l'entreprise par MWh, du coût total de la production nucléaire par MWh, du coût total de la production hydroélectrique par MWh, du RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu et du ratio de couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation sont présentés à la rubrique *Autres mesures financières non conformes aux PCGR*.

Coût total de la production de l'entreprise par MWh

Le coût total de la production de l'entreprise par MWh est utilisé pour mesurer la rentabilité globale de la Société. Le coût total de la production de l'entreprise par MWh est défini comme les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration (à l'exclusion des coûts liés au projet de remise en état de la centrale Darlington et des coûts liés à d'autres projets de développement de la capacité de production, de l'incidence des comptes d'écarts et de report réglementaires, et des dépenses auxiliaires liées aux activités de production d'électricité d'OPG), les charges au titre du combustible nucléaire pour les centrales exploitées par OPG, y compris les frais sur les revenus bruts tirés de la production hydroélectrique et les paiements des charges au titre des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique (à l'exclusion de l'incidence des comptes d'écarts et de report réglementaires) et les dépenses en immobilisations (à l'exclusion du projet de remise en état de la centrale Darlington et d'autres projets de développement de la capacité de production) engagées au cours de la période, divisées par la production d'électricité totale des centrales exploitées par OPG, majorées de la production d'électricité perdue en raison de la production excédentaire au cours de la période.

Coût total de la production nucléaire par MWh

Le coût total de la production nucléaire par MWh est utilisé pour mesurer le rendement en matière de coûts des actifs de production nucléaire d'OPG. Le coût total de la production nucléaire par MWh est défini comme les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Production nucléaire réglementée (à l'exclusion des coûts du projet de remise en état de la centrale de Darlington, de l'incidence des comptes d'écarts et de report réglementaires, et des dépenses auxiliaires liées aux activités de production nucléaire d'OPG), les charges au titre du combustible nucléaire pour les centrales exploitées par OPG (à l'exclusion de l'incidence des comptes d'écarts et de report réglementaires) et les dépenses en immobilisations du secteur Production nucléaire réglementée (à l'exclusion des coûts du projet de remise en état de la centrale Darlington) engagées au cours de la période, divisées par la production nucléaire au cours de la période.

Coût total de la production hydroélectrique par MWh

Le coût total de la production hydroélectrique par MWh est utilisé pour mesurer la rentabilité des actifs de production hydroélectrique d'OPG. Le coût total de la production hydroélectrique par MWh est défini comme les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Production hydroélectrique réglementée et des centrales hydroélectriques comprises dans les secteurs Portefeuille de production liée par contrat (à l'exclusion des coûts du projet de développement de la capacité de production, de l'incidence des comptes d'écarts et de report réglementaires, et des dépenses auxiliaires liées aux activités de production hydroélectrique d'OPG), les frais sur le revenu brut tiré de la production hydroélectrique et les paiements des charges au titre des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique (à l'exclusion de l'incidence des comptes d'écarts et de report réglementaires) et les dépenses en immobilisations du secteur Production hydroélectrique réglementée et des centrales hydroélectriques comprises dans les secteurs Portefeuille de production liée par contrat (à l'exclusion des charges liées au projet d'aménagement de la centrale Peter Sutherland Sr. et aux autres projets de développement de la capacité hydroélectrique) engagées au cours de la période, divisées par le total de la production hydroélectrique, majorées de la production hydroélectrique perdue en raison de la production excédentaire au cours de la période. OPG présente les frais sur le revenu brut tiré de la production hydroélectrique et les paiements des charges au titre des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique à titre de charges liées au combustible.

Facteur de capacité des unités de production nucléaire

Les centrales nucléaires d'OPG fonctionnent à titre d'installations de base qui ne sont pas conçues pour des niveaux de production variables visant à répondre à la demande de pointe. Le facteur de capacité des unités de production nucléaire est une mesure clé de la performance des centrales nucléaires. Il mesure 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 maximale. Les facteurs de capacité sont principalement touchés par les interruptions planifiées et fortuites de la production. Les facteurs de capacité, au sens défini par l'industrie, excluent les pertes de production sur lesquelles la direction de la centrale n'a pas de contrôle, telles que la non-disponibilité liée au réseau. Le facteur de capacité des unités de production nucléaire exclut également les unités faisant l'objet de travaux de remise en état au cours de la période. Par conséquent, l'unité 2 de la centrale Darlington est exclue de la mesure à compter du 15 octobre 2016, date à laquelle l'unité a été mise à l'arrêt dans le cadre du projet de remise en état de la centrale Darlington.

Disponibilité hydroélectrique

Les centrales hydroélectriques d'OPG fonctionnent en tant qu'installations de base, à capacité intermédiaire ou à capacité de pointe. La disponibilité hydroélectrique est une mesure de la fiabilité d'une unité de production hydroélectrique. Elle représente le pourcentage du temps, au cours d'une période donnée, pendant lequel une unité est en mesure de fournir sa production, qu'elle produise de l'électricité ou non, comparativement à la durée totale de la période.

Taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales thermiques

Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente est un indice de la fiabilité d'une unité de production aux centrales thermiques d'OPG. Il est 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.

Rendement des capitaux propres à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu

Le RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu est un indicateur du rendement d'OPG, en conformité avec son objectif de procurer de la valeur à l'actionnaire. Il correspond au bénéfice net attribuable à l'actionnaire pour la période divisé par les capitaux propres moyens attribuables à l'actionnaire, compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu, pour cette période, et est mesuré sur une période de douze mois.

Couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation

Le ratio de couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation est un indicateur de la capacité d'OPG à respecter ses obligations en matière d'intérêts au moyen de ses flux de trésorerie d'exploitation, et s'inscrit dans l'objectif de la Société d'assurer la disponibilité d'un financement à coût abordable. Il correspond aux flux de trésorerie d'exploitation avant intérêts, divisés par les intérêts débiteurs ajustés, et est mesuré sur une période de douze mois.

Autres indicateurs clés

En plus des indicateurs de fiabilité de la production, de rentabilité et de rendement financier, OPG a relevé certaines mesures de la performance sur le plan de l'environnement et de la sécurité. Ces mesures sont analysées à la rubrique *Activités de base, stratégie et perspectives*.

SECTEURS D'ACTIVITÉ

OPG compte les cinq secteurs d'activité isolables suivants :

- Production nucléaire réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Portefeuille de production liée par contrat
- Services, activités de négociation et activités autres que de production

Production nucléaire réglementée

Le secteur Production nucléaire réglementée exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales Pickering et Darlington, toutes deux détenues et exploitées par OPG. Il comprend aussi les revenus tirés d'un contrat de location à long terme et d'ententes connexes conclus avec Bruce Power, qui visent les centrales nucléaires Bruce. Ces revenus comprennent les revenus locatifs, des honoraires pour la gestion des déchets nucléaires et les revenus tirés des ventes d'eau lourde et des services de détritiation. Le secteur perçoit aussi des revenus tirés de la vente d'isotopes et des services auxiliaires fournis par les centrales nucléaires exploitées par OPG. Les revenus tirés des services auxiliaires proviennent des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive. Les revenus tirés des ententes conclues avec Bruce Power, y compris une partie des ventes d'eau lourde, et les revenus tirés de la vente d'isotopes et des services auxiliaires sont compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production des centrales nucléaires d'OPG, ce qui a eu pour effet de réduire ces tarifs.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée d'OPG présente les résultats des activités de la Société liés à la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité, à la mise hors service des centrales nucléaires d'OPG, y compris les centrales louées à Bruce Power et d'autres installations, à la gestion des Fonds distincts nucléaires et aux activités connexes, y compris l'inspection et la maintenance des installations de stockage des déchets. Par conséquent, une charge de désactualisation, qui correspond à l'augmentation de la valeur actuelle des passifs nucléaires comptabilisés aux bilans consolidés, attribuable au passage du temps, et le rendement des Fonds distincts nucléaires sont présentés dans ce secteur.

Au fil de l'exploitation des centrales nucléaires, OPG engage des coûts différentiels liés au combustible nucléaire irradié de faible activité et de moyenne activité qui font augmenter les passifs nucléaires. Ces coûts différentiels sont imputés aux activités courantes du secteur Production nucléaire réglementée afin de refléter le coût de production de l'énergie produite par les centrales nucléaires Pickering et Darlington et les revenus tirés du contrat de location et des

ententes connexes conclus avec Bruce Power. Puisque les coûts différentiels font augmenter les passifs nucléaires présentés dans le 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 est éliminée dans les états des résultats et les bilans consolidés.

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée est considéré comme réglementé parce que les coûts d'OPG liés aux passifs nucléaires sont inclus dans le calcul des tarifs réglementés pour la production des centrales nucléaires réglementées Pickering et Darlington, selon la méthode utilisée par la CEO depuis sa décision de 2008 sur la première demande de tarifs réglementés 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 d'OPG. Le secteur englobe les résultats des centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, des centrales DeCew Falls 1 et 2, et de la centrale R.H. Saunders, qui étaient toutes visées par une réglementation des tarifs avant 2014, et des 48 centrales hydroélectriques visées par une réglementation des tarifs qui est entrée en vigueur en 2014.

De plus, le secteur comprend les revenus tirés des services auxiliaires et d'autres revenus provenant des centrales hydroélectriques réglementées d'OPG. Les revenus tirés des services auxiliaires proviennent de l'offre au marché de la capacité de production disponible comme réserve fonctionnelle et de la prestation d'autres services auxiliaires, dont des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de régulation et d'autres services. Les revenus tirés des services auxiliaires et les autres revenus sont compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production provenant des installations hydroélectriques d'OPG qui sont visées par règlement, ce qui a pour effet de réduire ces tarifs.

Portefeuille de production liée par contrat

Le secteur Portefeuille de production liée par contrat exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales de la Société qui ne sont pas visées par une réglementation des tarifs. Le secteur englobe principalement les centrales qui font l'objet d'une CAE avec la SIERE ou d'autres contrats de production à long terme.

Le secteur Portefeuille de production liée par contrat englobe aussi la quote-part revenant à OPG des bénéfices attribuables à ses participations de 50 % dans les centrales PEC et Brighton Beach. La centrale Brighton Beach fait l'objet d'une convention de conversion d'énergie entre Brighton Beach et Shell Energy North America (Canada) Inc., et la centrale PEC est exploitée en vertu d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre accéléré conclu avec la SIERE. La quote-part revenant à OPG de la capacité de production en service et du volume de production attribuables à sa participation dans les centrales PEC et Brighton Beach est présentée dans ce secteur.

Le secteur comprend également les revenus tirés des services auxiliaires et d'autres revenus tirés des centrales comprises dans le secteur, qui proviennent de l'offre au marché de la capacité de production disponible comme réserve fonctionnelle et de la prestation d'autres services auxiliaires, dont des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de régulation et d'autres services.

Services, activités de négociation et activités autres que de production

Le secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production est un secteur qui ne produit pas d'électricité et qui n'est pas soumis à une réglementation des tarifs. Il comprend les revenus et les charges liés aux activités de négociation et aux activités autres que de couverture d'OPG. Dans le cadre de ses activités de négociation, 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 à l'électricité qui est achetée et

vendue aux limites de la province d'Ontario, aux opérations financières dans le secteur de l'énergie, aux revenus tirés des produits de gestion des risques financiers et aux ventes de produits liés à l'énergie. De plus, OPG détient une filiale de négociation en propriété exclusive qui effectue des opérations uniquement sur le marché américain. Les résultats de cette filiale sont présentés dans ce secteur. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont constatés aux bilans consolidés comme des actifs ou des passifs à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les revenus de ce secteur. De plus, le secteur comprend les revenus tirés de la location de propriétés immobilières et de services non réglementés, d'activités d'expansion non réglementées et, avant les décisions d'OPG de déclasser les centrales, les coûts de conservation liés aux sites des centrales Lambton et Nanticoke.

ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

Production nucléaire réglementée

<i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015
Revenus	3 481	3 245
Charges liées au combustible	315	301
Marge brute	3 166	2 944
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 210	2 196
Amortissement	925	717
Impôts fonciers	26	26
Bénéfice avant autres pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	5	5
Autres pertes	1	3
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	4	2

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a augmenté pour s'établir à 4 millions de dollars en 2016, en regard de 2 millions de dollars en 2015. Cette amélioration de 2 millions de dollars du bénéfice est principalement attribuable à une hausse de la production d'électricité en 2016 par rapport à 2015, qui a eu pour effet d'accroître d'environ 65 millions de dollars les revenus tirés du tarif réglementé de base de l'énergie nucléaire. La hausse des revenus a été en grande partie annulée par une hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, une augmentation des charges liées au combustible et une hausse de la dotation aux amortissements, compte non tenu de l'amortissement lié aux soldes des comptes réglementaires en 2016 par rapport à 2015.

La hausse de la production nucléaire de 1,1 TWh en 2016, par rapport à 2015, est principalement attribuable à l'arrêt planifié du bâtiment sous vide servant aux quatre unités de la centrale Darlington qui a été réalisé en 2015, et à une baisse du nombre d'interruptions fortuites réalisées à cette centrale en 2016. Cette hausse a été partiellement contrebalancée par l'incidence du nombre accru de jours d'interruptions fortuites comptés pour la centrale Pickering en 2016 et par le retrait du service de l'unité 2 de la centrale Darlington en octobre 2016 dans le cadre du projet de remise en état de la centrale Darlington.

La hausse de 14 millions de dollars des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en 2016 tient compte de la hausse des charges liées à l'obsolescence du matériel et des fournitures comptabilisées en 2016. L'augmentation des charges liées au combustible de 14 millions de dollars traduit la hausse des prix de l'uranium et l'accroissement de la production en 2016. La dotation aux amortissements, à l'exclusion de l'amortissement lié aux soldes des comptes réglementaires, a augmenté de 12 millions de dollars en raison surtout des nouveaux actifs mis en service en 2016.

Une baisse des revenus autres que de production d'électricité de 21 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015 a aussi annulé en partie la hausse des bénéfices du secteur. La baisse des revenus autres que de production

d'électricité est surtout imputable au recul des revenus tirés des services de détritiation, et à la baisse des ventes d'isotope en 2016 et à un recouvrement d'assurance comptabilisé en 2015.

Un avenant tarifaire de 10,84 \$/MWh autorisé par la CEO qui a été en vigueur du 1^{er} juillet 2015 jusqu'à la fin de 2016 a contribué à la hausse des revenus du secteur en 2016 par rapport à 2015. Dans la première moitié de 2015, OPG a reçu un avenant tarifaire de 1,33 \$/MWh. Comme les avenants tarifaires permettent le recouvrement de soldes approuvés dans les comptes d'écarts et de report réglementaires autorisés par la CEO, cette hausse des revenus a été en grande partie compensée par une augmentation de l'amortissement lié aux soldes des comptes réglementaires.

Les facteurs de capacité des unités de production pour les centrales Darlington et Pickering pour 2016 et 2015 sont les suivants :

	2016	2015
Facteur de capacité des unités de production (%) ¹		
Centrale Darlington	89,5	76,9
Centrale Pickering	75,2	79,4

¹ Le facteur de capacité des unités de production nucléaire exclut les unités pendant toute période au cours de laquelle elles sont remises en état. Par conséquent, l'unité 2 de la centrale Darlington a été exclue de la mesure à compter du 15 octobre 2016, date à laquelle l'unité a été mise hors service aux fins de sa remise en état.

Le facteur de capacité des unités de production pour la centrale Darlington a augmenté en 2016 en regard de 2015, en raison surtout de l'arrêt du bâtiment sous vide servant aux quatre unités de la centrale qui a été réalisé en 2015. Un nombre moins élevé de jours d'interruptions fortuites comptés pour la centrale Darlington en 2016 par rapport à 2015 a également contribué à améliorer le facteur de capacité des unités de production.

La baisse du facteur de capacité des unités de production pour la centrale Pickering en 2016 par rapport à 2015 est principalement attribuable au nombre accru de jours d'interruptions fortuites comptés pour la centrale en 2016, en raison des travaux d'exploration urgents réalisés au cours des interruptions planifiées.

Le facteur de capacité des unités de production nucléaire est défini à la rubrique *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et du rendement financier*.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

	2016	2015
Revenus	138	122
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	146	132
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires	912	880
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(746)	(704)
Perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices	(174)	(186)

Le bénéfice tiré du secteur s'est amélioré de 12 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015, sous l'effet principalement de l'accroissement du rendement des Fonds distincts nucléaires, contrebalancé en partie par une hausse de la charge de désactualisation sur les passifs nucléaires.

En vertu de l'ONFA, le taux de rendement annuel garanti pour les premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié est fixé à 3,25 % majoré de la variation de l'IPC de l'Ontario, comme défini par l'ONFA. La hausse de l'IPC de l'Ontario est la principale raison de la progression du rendement du Fonds distinct pour combustible irradié.

L'accroissement du rendement des Fonds distincts nucléaires a été contrebalancé en partie par un ajustement comptable fait au quatrième trimestre de 2016 afin que la valeur d'actif des fonds figurant dans les états financiers

consolidés d'OPG soit limitée aux obligations de capitalisation moindres sous-jacentes prévues dans le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA. Le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA a été approuvé par la Province en décembre 2016, et est analysé à la rubrique *Faits saillants* sous *Faits nouveaux*. Le traitement comptable des Fonds distincts nucléaires est analysé à la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques* sous *Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires*. Le rendement des Fonds distincts nucléaires est présenté déduction faite de l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

La hausse de la charge de désactualisation sur les passifs nucléaires en 2016, en regard de 2015, reflète un ajustement à la hausse des passifs comptabilisé en décembre 2015 causé par la révision des hypothèses comptables sur les durées de vie utile estimatives des centrales nucléaires d'OPG. La hausse de la charge de désactualisation a été contrebalancée en partie par l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce. Les changements dans les durées de vie utile estimatives des centrales nucléaires et l'ajustement connexe des passifs nucléaires sont analysés plus loin à la rubrique *Faits saillants du bilan* sous *Compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie des centrales nucléaires*.

Production hydroélectrique réglementée

<i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015
Revenus ¹	1 527	1 619
Charges liées au combustible	353	345
Marge brute	1 174	1 274
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	325	340
Amortissement	225	282
Impôts fonciers	1	1
Bénéfice avant autres (gains) pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	623	651
Autres (gains) pertes	(19)	3
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	642	648

¹ Pour 2016 et 2015, les revenus du secteur Production hydroélectrique réglementée comprennent des paiements incitatifs liés au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité approuvé par la CEO de respectivement 14 millions de dollars et 26 millions de dollars. Ce mécanisme prévoit une tarification incitative pour encourager OPG à faire passer la production hydroélectrique des plages horaires à bas prix de marché aux plages horaires à fort prix de marché, réduisant ainsi les coûts globaux pour les clients.

La baisse du bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices de 6 millions de dollars en 2016, par rapport à 2015, est principalement imputable à la réduction des paiements incitatifs pour la production d'hydroélectricité et à l'incidence sur le bénéfice des comptes d'écarts approuvés par la CEO. La réduction des paiements prévus par le mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité est due principalement à l'interruption pour remise en état du réservoir à la centrale Sir Adam Beck à réserve pompée au cours de 2016. Le recul du bénéfice du secteur a été partiellement contrebalancé par un gain de 22 millions de dollars comptabilisé au cours du premier trimestre de 2016 pour tenir compte de la décision prise en janvier 2016 par la CEO de rejeter une partie des coûts en capital qui avaient été inclus dans les dépenses engagées pour le tunnel de Niagara, en réponse à la requête déposée par OPG en décembre 2014. La baisse du bénéfice du secteur a aussi été contrebalancée en partie par une diminution sur douze mois des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, attribuable principalement à une hausse des coûts engagés en 2015 pour des travaux d'assainissement des rives.

La baisse des revenus du secteur attribuable à la réduction en 2016 de l'avenant tarifaire autorisé par la CEO, par rapport à celui autorisé en 2015, a été en grande partie compensée par une baisse correspondante de l'amortissement lié aux soldes des comptes réglementaires.

La disponibilité hydroélectrique pour les centrales incluses dans le secteur Production hydroélectrique réglementée se présente comme suit :

	2016	2015
Disponibilité hydroélectrique (%)	89,0	91,2

La disponibilité hydroélectrique a diminué pour 2016 par rapport à 2015, en particulier du fait du projet de remise en état du réservoir de la centrale Sir Adam Beck à réserve pompée. Les travaux pour ce projet ont pris fin en février 2017, comme mentionné à la rubrique *Faits saillants* sous *Faits nouveaux*.

La disponibilité hydroélectrique est définie à la rubrique *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et du rendement financier*.

Portefeuille de production liée par contrat

(en millions de dollars)	2016	2015
Revenus	573	535
Charges liées au combustible	58	39
Marge brute	515	496
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	178	185
Amortissement	75	72
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	9	8
Impôts fonciers	7	7
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	(37)	(39)
Bénéfice avant autres pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	283	263
Autres pertes	1	1
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	282	262

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices a augmenté de 20 millions de dollars au cours de 2016 par rapport à 2015. L'augmentation reflète principalement la hausse de la marge brute attribuable à l'accroissement des revenus tirés des centrales de la rivière Lower Mattagami, de la centrale Lennox et de la centrale Atikokan. La hausse des revenus tirés de la centrale Lennox est liée surtout à une hausse de la demande du marché. Les revenus tirés de la centrale Atikokan ont augmenté sous l'effet du soutien fourni au réseau d'électricité dans le nord-ouest de l'Ontario pour compenser une interruption pour maintenance à un poste de transformateurs local de la fin de juillet 2016 au début de septembre 2016. La hausse des revenus du secteur sur douze mois est également attribuable à une provision établie en 2015 en rapport avec un audit de la SIÈRE.

La disponibilité hydroélectrique et le taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales thermiques du secteur Portefeuille de production liée par contrat se présentent comme suit :

	2016	2015
Disponibilité hydroélectrique (%)	77,3	88,6
Taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales thermiques (%)	1,6	11,2

La baisse de la disponibilité hydroélectrique pour 2016, par rapport à 2015, est principalement attribuable au nombre accru de jours d'interruption planifiée aux centrales Kipling et Harmon de la rivière Lower Mattagami. Au cours de 2016, des vannes de tête ont été remplacées à certaines unités des centrales Kipling et Harmon. De plus, des travaux de remise en état des roues de turbine ont été effectués à l'unité 2 de la centrale Harmon. La baisse du taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales thermiques pour 2016, par rapport à 2015, est surtout imputable à une interruption réalisée en 2015 pour effectuer des travaux de réparation à la centrale Lennox.

La disponibilité hydroélectrique et le taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales thermiques sont définis à la rubrique *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et du rendement financier*.

Services, activités de négociation et activités autres que de production

(en millions de dollars)	2016	2015
Revenus	68	73
Charges liées au combustible	1	2
Marge brute	67	71
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	22	48
Amortissement	32	29
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	8	7
Impôts fonciers	12	11
Restructuration	6	6
Perte avant autres pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	(13)	(30)
Autres pertes	-	7
Perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices	(13)	(37)

Le bénéfice du secteur s'est amélioré de 24 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015. Les pertes subies par le secteur en 2015 et en 2016 reflètent en grande partie les coûts associés aux centrales Nanticoke et Lambton avant les décisions d'OPG, prises respectivement en 2015 et en novembre 2016, de procéder au déclassement des centrales. Ces pertes ont été compensées en partie par les revenus tirés des activités de négociation d'électricité d'OPG.

L'amélioration du bénéfice en 2016 est principalement attribuable à la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en 2015, y compris celles engagées à la centrale Nanticoke avant la décision d'OPG de procéder au déclassement de la centrale, et à une provision établie en 2015 relativement à un audit de la SIERE. La baisse sur douze mois des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration reflète également une réduction des programmes de travaux à la centrale Lambton au cours de 2016 attribuable à une baisse du personnel affecté à la conservation de la centrale. Les activités de conservation ont pris fin après que la Société a annoncé que la centrale serait déclassée. Les dépenses engagées dans le cadre des activités de déclassement des centrales Nanticoke et Lambton sont déduites d'une provision de déclassement établie antérieurement.

Au cours de chacun des exercices 2016 et 2015, OPG a imputé une charge aux résultats afin d'ajuster la valeur de rebut estimative pour la centrale Lambton. En 2016, cet ajustement aux autres pertes a été contrebalancé par un revenu de dividende provenant de l'investissement d'OPG dans des actions d'Hydro One, ce qui a contribué à l'amélioration des bénéfices sur douze mois.

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 Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO »), les titres d'emprunt à long terme et le financement sur les marchés financiers. Ces sources sont utilisées à de nombreuses fins, notamment l'investissement dans les centrales et les technologies; la réalisation de projets importants; l'acquittement des obligations de financement à long terme comme les cotisations à la caisse de retraite et aux Fonds distincts nucléaires; le versement des paiements au titre des régimes d'avantages complémentaires de retraite; le financement de dépenses sur des passifs nucléaires non admissibles à un remboursement à même les Fonds distincts nucléaires; et le service et le remboursement de la dette à long terme.

Les variations de la trésorerie et des équivalents de trésorerie pour 2016 et 2015 ont été comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	464	610
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	1 705	1 465
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 807)	(1 553)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(176)	(58)
Diminution nette	(278)	(146)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	186	464

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et le ratio de couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation sont analysés à la rubrique *Faits saillants* sous *Aperçu des résultats d'exploitation*.

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 maintenir et améliorer le rendement de l'exploitation, y compris la fiabilité des actifs, la sécurité et la performance sur le plan de l'environnement, augmenter la capacité de production des centrales existantes, et investir dans le développement de nouvelles centrales, dans les technologies émergentes et d'autres possibilités de croissance pour l'entreprise.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 1 807 millions de dollars pour 2016, par rapport à 1 553 millions de dollars pour 2015. L'augmentation s'explique principalement par la hausse des dépenses liées au projet de remise en état de la centrale Darlington dans son passage à la phase d'exécution et par l'acquisition de neuf millions d'actions ordinaires d'Hydro One en avril 2016. La hausse des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement en 2016 par rapport à 2015 a été en partie contrebalancée par le placement, dans un billet de dépôt structuré, du produit tiré de l'émission de titres d'emprunt à long terme qui a été réalisée en 2015 pour financer le projet de la centrale Peter Sutherland Sr. et par l'échéance ultérieure de ce placement selon des dates qui se sont échelonnées tout au long de 2016. La date d'échéance finale du billet de dépôt est avril 2017. L'acquisition des actions d'Hydro One est analysée à la rubrique *Faits saillants* sous *Faits nouveaux*, ainsi qu'à la note 3 des états financiers consolidés audités de 2016 de la Société.

Activités de financement

OPG peut emprunter sur une facilité de crédit bancaire confirmée renouvelable de 1 milliard de dollars, divisée en deux tranches pluriannuelles de 500 millions de dollars. Au cours du deuxième trimestre de 2016, OPG a renouvelé les deux tranches et en a reporté l'échéance de mai 2020 à mai 2021. Au 31 décembre 2016, OPG n'avait aucun emprunt en cours sur sa facilité de crédit bancaire.

Au 31 décembre 2016, OPG pouvait également emprunter sur des facilités de découvert non confirmées à court terme de 25 millions de dollars et sur des facilités de crédit non confirmées à court terme de 460 millions de dollars 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 générales du siège social. Au 31 décembre 2016, des lettres de crédit d'un total de 386 millions de dollars avaient été émises, dont 349 millions de dollars soutenant les régimes de retraite complémentaires, 36 millions de dollars servant aux fins générales du siège social et 1 million de dollars se rapportant à l'exploitation de la centrale PEC.

La Société a signé une convention de cession à une fiducie indépendante d'un droit de copropriété indivis dans ses créances actuelles et futures. Le montant maximal des droits de copropriété pouvant être cédés aux termes de cette convention est de 150 millions de dollars. En octobre 2016, l'échéance de la convention a été reportée du 30 novembre 2016 au 30 novembre 2018. Au 31 décembre 2016, aux termes de cette convention, aucun emprunt n'avait été émis, mais des lettres de crédit totalisant 150 millions de dollars étaient en cours pour soutenir les régimes de retraite complémentaires d'OPG.

Au 31 décembre 2016, Lower Mattagami Energy Limited Partnership (« LME ») pouvait emprunter sur une facilité de crédit bancaire de 500 millions de dollars pour soutenir les obligations de capitalisation du projet de la rivière Lower Mattagami, y compris le programme de papier commercial de LME. La facilité consiste en une tranche de 300 millions de dollars venant à échéance en août 2021 et en une tranche de 200 millions de dollars venant à échéance en août 2017. Au 31 décembre 2016, aucun papier commercial externe n'était en cours dans le cadre du programme de papier commercial de LME. Il n'y avait pas non plus d'emprunt en cours sur la facilité de crédit bancaire de LME au 31 décembre 2016. En octobre 2016, LME a émis des billets de premier rang totalisant 220 millions de dollars venant à échéance en octobre 2026. Le taux d'intérêt effectif et le taux d'intérêt nominal de ces billets s'élevaient respectivement à 2,40 % et 2,31 %.

En décembre 2014, OPG a conclu avec la SFIEO une facilité de crédit de 800 millions de dollars aux fins générales du siège social à l'appui de ses besoins de financement pour 2015 et 2016. Au 31 décembre 2016, des emprunts à long terme de 100 millions de dollars étaient en cours aux termes de cette facilité. Le solde de la facilité de crédit est arrivé à échéance le 31 décembre 2016. En juin 2016, OPG a conclu avec la SFIEO une entente qui met à sa disposition une facilité de crédit aux fins générales du siège social de 700 millions de dollars venant à échéance le 31 décembre 2017. Au 31 décembre 2016, aucun emprunt n'était en cours sur cette facilité de crédit.

Au 31 décembre 2016, la dette à long terme d'OPG s'établissait à 5 534 millions de dollars, dont un montant de 1 103 millions de dollars arrivant à échéance dans moins d'un an.

En février 2017, OPG a émis des billets de premier rang à la SFIEO totalisant 200 millions de dollars et venant à échéance en février 2047. Le taux d'intérêt effectif et le taux d'intérêt nominal de ces billets étaient de 4,12 %.

OPG continue d'évaluer les ententes en mesure de soutenir les besoins de financement et les programmes de dépenses en immobilisations de la Société.

Engagements contractuels et commerciaux

Les obligations contractuelles et engagements commerciaux d'OPG au 31 décembre 2016 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2017	2018	2019	2020	2021	Par la suite	Total
Ententes d'achat de combustible	186	169	96	76	61	102	690
Cotisations au régime de retraite agréé d'OPG ¹	248	251	-	-	-	-	499
Remboursement sur la dette à long terme	1 103	398	368	663	413	2 589	5 534
Intérêt sur la dette à long terme	252	196	177	155	125	2 241	3 146
Engagements liés à la remise en état de la centrale Darlington ²	473	-	-	-	-	-	473
Engagements liés au projet de la centrale Peter Sutherland Sr.	46	-	-	-	-	-	46
Permis d'exploitation	43	37	23	24	28	114	269
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation ³	24	27	25	25	23	92	216
Obligations d'achat non conditionnelles	65	58	57	55	4	-	239
Créditeurs et charges à payer	916	-	-	-	-	18	934
Divers	52	6	1	2	1	65	127
Total	3 408	1 142	747	1 000	655	5 221	12 173

¹ Les cotisations aux régimes de retraite comprennent les obligations de capitalisation continues et les obligations de capitalisation additionnelles requises pour combler le déficit indiqué par l'évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG en date du 1^{er} janvier 2016, déposée auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario en septembre 2016. La prochaine évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG doit être en date du 1^{er} janvier 2019 au plus tard. Les cotisations sont tributaires 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 de retraite et la date des évaluations actuarielles. Les obligations de capitalisation après 2018 sont exclues en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires pour calculer les prévisions d'entrée des flux de trésorerie futurs. Le montant des cotisations volontaires additionnelles d'OPG, le cas échéant, est revu de temps à autre.

² Représentent les coûts estimatifs actuellement engagés pour clore le projet, y compris les montants à comptabiliser pour les travaux réalisés, la démobilisation du personnel affecté au projet, et l'annulation des contrats existants et des commandes de matériel.

³ Comprendent les engagements au titre des contrats de location de bureaux attendus après la clôture de la vente des locaux du siège social de la Société prévue au deuxième trimestre de 2017.

Autres engagements

Conventions collectives

Au 31 décembre 2016, OPG comptait environ 9 270 employés à temps plein. La plupart des employés à temps plein d'OPG sont représentés par deux syndicats :

- **Le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique** – Ce syndicat représentait quelque 5 070 employés d'OPG, soit environ 55 % de l'effectif permanent d'OPG au 31 décembre 2016. Sont membres de ce syndicat les opérateurs, les techniciens, les ouvriers qualifiés, les employés de bureau et le personnel de sécurité. L'actuelle convention collective entre OPG et le syndicat a une durée de trois ans et vient à échéance le 31 mars 2018.
- **The Society** – Ce syndicat représentait quelque 3 140 employés d'OPG, soit environ 34 % de l'effectif permanent d'OPG au 31 décembre 2016. Sont membres de ce syndicat les superviseurs, les ingénieurs, les scientifiques et autres professionnels. L'actuelle convention collective entre OPG et le syndicat a une durée de trois ans et vient à échéance le 31 décembre 2018.

En plus d'avoir une main-d'œuvre permanente, OPG confie des travaux de construction à des membres de 19 syndicats de métiers ayant des droits de négociation établis aux installations d'OPG. Ces droits de négociation sont exercés soit par l'entremise de l'Electrical Power Systems Construction Association (« EPSCA »), soit directement auprès d'OPG. Les conventions collectives conclues entre la Société et ses syndicats de la construction sont négociées directement ou par l'entremise de l'EPSCA. Toutes ces conventions collectives sont actuellement conclues pour plusieurs années et arrivent à échéance le 30 avril 2020.

FAITS SAILLANTS DU BILAN

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

(en millions de dollars)	2016	2015
Immobilisations corporelles – montant net	19 998	20 595
La diminution s'explique principalement par une réduction des coûts de mise hors service d'immobilisations d'environ 1 570 millions de dollars en 2016 attribuable à une réduction des estimations des passifs nucléaires afin de refléter les estimations de coûts du plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA. La diminution a été en partie contrebalancée par des dépenses en immobilisations liées au projet de remise en état de la centrale Darlington et à d'autres projets déduction faite de la dotation aux amortissements.		
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (tranche échéant à moins d'un an et tranche à long terme)	15 984	15 136
L'augmentation tient surtout au rendement des Fonds distincts nucléaires et aux cotisations au Fonds distinct pour combustible irradié atténuée partiellement par un ajustement comptable fait au quatrième trimestre de 2016 afin de limiter la valeur d'actif des fonds aux obligations de capitalisation moindres prévues dans le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA et par les remboursements des dépenses admissibles liées aux activités d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires.		
Titres disponibles à la vente	212	-
Le solde au 31 décembre 2016 représente la juste valeur des neuf millions d'actions d'Hydro One acquises en avril 2016 comme expliqué à la rubrique <i>Faits saillants</i> sous <i>Faits nouveaux</i> .		
Actifs et passifs réglementaires, montant net (tranche échéant à moins d'un an et tranche à long terme)	5 545	5 808
La baisse est surtout imputable à l'amortissement des soldes des comptes réglementaires recouverts au moyen des avenants tarifaires en vigueur au cours de 2016 et à une augmentation des passifs réglementaires découlant d'un changement dans les durées de vie utile estimatives des centrales nucléaires d'OPG à la fin de 2015 et dont il est question à la rubrique <i>Compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie des centrales nucléaires</i> ci-après. Cette baisse a été partiellement annulée par des montants reportés dans les actifs réglementaires du compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement et d'autres comptes d'écarts et de report au cours de l'exercice.		
Dette à court terme	2	225
La baisse est attribuable à l'échéance du papier commercial externe en cours dans le cadre du programme de papier commercial de LME.		
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	19 484	20 169
La baisse s'explique principalement par une réduction d'environ 1 570 millions de dollars de l'estimation des passifs nucléaires à la fin de 2016 pour tenir compte des estimations de coûts du plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA contrebalancée en partie par la charge de désactualisation au cours de l'exercice.		
Passifs au titre des régimes de retraite	3 012	2 597
L'augmentation est principalement attribuable à la réévaluation des passifs à la fin de 2016 pour tenir compte de la baisse des taux d'actualisation comme indiqué à la rubrique <i>Méthodes et estimations comptables critiques</i> sous <i>Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite</i> .		

Compte de report des incidences découlant des changements dans les dates de fin de vie des centrales nucléaires

En décembre 2015, comme exigé par les décisions et ordonnances antérieures de la CEO, OPG a déposé auprès de la CEO une demande sollicitant une ordonnance comptable afin de créer un nouveau compte de report pour y consigner les incidences sur les besoins en revenus des centrales nucléaires visées par règlement qu'auront les variations des passifs nucléaires et de la dotation aux amortissements par suite des changements dans les durées de vie utile estimatives des centrales nucléaires d'OPG, aux fins comptables, entrés en vigueur le 31 décembre 2015. Ces incidences n'ont pas été prises en compte dans les tarifs réglementés existants. En mars 2016, la CEO a rendu sa décision finale et une ordonnance créant le compte demandé, Compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie des centrales nucléaires, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2016. Au 31 décembre 2016, OPG a comptabilisé un passif réglementaire de 71 millions de dollars lié au solde du compte de report. Ces incidences seront consignées dans le compte de report jusqu'à l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs réglementés reflétant les changements ci-dessus.

À l'instar du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce, le compte de report des incidences découlant des changements dans les dates de fin de vie des centrales nucléaires compense la diminution de la dotation aux amortissements en 2016, par rapport à 2015, en raison des changements apportés aux durées de vie utile estimatives des centrales nucléaires d'OPG en date du 31 décembre 2015.

Les changements dans les durées de vie utile estimatives se présentent comme suit :

- Les durées de vie utile moyennes des centrales Bruce A et Bruce B ont été prolongées, passant de 2048 à 2052 et de 2019 à 2061 respectivement, pour tenir compte des dates de fin de vie estimatives figurant dans la mise à jour de la convention de remise en état conclue entre la SIERE et Bruce Power, qui a été annoncée en décembre 2015.
- La durée de vie utile moyenne de la centrale Darlington a été prolongée d'un an, soit jusqu'en 2052, pour tenir compte de l'approbation du calendrier de remise en état en 2015.
- La durée de vie utile moyenne de la centrale Pickering a été prolongée de moins d'un an.

Afin de refléter ces changements dans les durées de vie utile, OPG a comptabilisé une augmentation totalisant 2 330 millions de dollars dans les passifs nucléaires et une augmentation correspondante dans les coûts de mise hors service d'immobilisations connexes en date du 31 décembre 2015. Ces augmentations sont surtout attribuables aux changements apportés à la durée de vie utile estimative de la centrale Bruce B. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations nucléaires associées aux centrales Pickering et Darlington ont subi l'incidence des changements apportés aux durées de vie utile des centrales nucléaires Bruce, les coûts des programmes de gestion des déchets pour l'ensemble du parc de centrales étant partagés par toutes les centrales nucléaires d'OPG selon le volume relatif de combustible irradié et le volume relatif de déchets nucléaires.

Ententes hors bilan

Dans le cours normal des affaires, OPG est partie à diverses opérations qui, selon les PCGR des États-Unis, 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 garanties et des contrats à long terme.

Garanties

Dans le cours normal des affaires, OPG et certaines de ses filiales et coentreprises concluent diverses ententes qui fournissent une assurance financière ou une assurance de bonne exécution à des tiers. Ces ententes prévoient des garanties, des lettres de crédit de soutien et des cautionnements. Pour obtenir plus de renseignements sur les garanties d'OPG, se reporter à la note 15 des états financiers consolidés audités d'OPG.

MÉTHODES ET ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Les méthodes comptables importantes d'OPG, y compris l'incidence de prises de position comptables importantes récentes, sont décrites à la note 3 des états financiers consolidés audités. Certaines de ces méthodes 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, selon les circonstances et les hypothèses retenues, peuvent être comptabilisés à des montants pouvant être considérablement différents. Les méthodes et les estimations comptables critiques qui ont une incidence sur les états financiers consolidés d'OPG dressés selon les PCGR des États-Unis sont décrites ci-après.

Dispense pour la présentation de l'information financière selon les PCGR des États-Unis

Comme l'exige le *Règlement de l'Ontario 395/11*, dans sa version modifiée, en vertu de la Loi, OPG a adopté les PCGR des États-Unis pour la présentation de ses états financiers consolidés à compter du 1^{er} janvier 2012. Le 1^{er} janvier 2012, OPG a également obtenu une dispense de la CVMO quant à l'application des exigences de l'article 3.2 du *Règlement 52-107 sur les principes comptables et normes d'audit acceptables*. En vertu de cette dispense, OPG est autorisée à déposer des états financiers consolidés dressés selon les PCGR des États-Unis, plutôt que selon les Normes internationales d'information financière (« IFRS »), sans être un émetteur inscrit à la Securities and Exchange Commission des États-Unis, ou à offrir dans le public des émissions de titres d'emprunt.

L'actuelle dispense de la CVMO, obtenue en 2014, prendra fin à la première des éventualités suivantes :

- Le 1^{er} janvier 2019
- L'exercice ouvert après qu'OPG cessera d'exercer des activités assujetties à une réglementation des tarifs.
- La date d'entrée en vigueur imposée par l'International Accounting Standards Board (« IASB ») pour l'application obligatoire d'une norme IFRS propre aux entités dont les activités sont assujetties à la réglementation des tarifs.

Compte tenu de la décision prise en 2011 par OPG d'adopter les PCGR des États-Unis, comme l'exige la Loi, le précédent plan de conversion d'OPG aux IFRS, en date du 1^{er} janvier 2012, a été abandonné. OPG avait pratiquement achevé son projet de conversion aux IFRS, qui comprenait des phases de diagnostic, d'élaboration et de mise en œuvre distinctes, lorsqu'elle a interrompu le projet. S'il se révèle nécessaire de passer aux IFRS à une date ultérieure pour les besoins des états financiers consolidés d'OPG, les travaux de conversion pourront être redémarrés efficacement afin de disposer de suffisamment de temps pour évaluer les changements survenus après la décision d'interrompre le projet et de tirer des conclusions à ce sujet. OPG continue de surveiller le projet en cours de l'IASB pour l'établissement d'une norme propre aux entités dont les activités sont assujetties à la réglementation des tarifs, et évalue actuellement des solutions en ce qui concerne la communication de l'information financière de la Société dans l'avenir.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et le *Règlement de l'Ontario 53/05* font en sorte qu'OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par les centrales hydroélectriques Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales hydroélectriques DeCew Falls 1 et 2, la centrale hydroélectrique R.H. Saunders, les 48 centrales hydroélectriques qui ont été visées par une réglementation des tarifs en 2014 et les centrales nucléaires Pickering et Darlington. Les tarifs réglementés d'OPG pour ces installations sont établis par la CEO.

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 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 ministère de l'Énergie de l'Ontario. Elle régit les intervenants du marché dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité de l'Ontario. La CEO exerce ses fonctions de régie au moyen d'audiences publiques et d'autres instances moins officielles comme des consultations.

Les PCGR des États-Unis reconnaissent qu'une réglementation des tarifs peut donner lieu à des avantages et à des obligations économiques dont le recouvrement auprès des clients ou le remboursement à ces derniers sont exigés par l'organisme réglementaire. Lorsque la Société a une assurance suffisante que les coûts engagés relatifs aux centrales réglementées seront recouverts dans l'avenir, ces coûts peuvent être reportés et comptabilisés comme un actif réglementaire. Lorsque la Société devra rembourser aux clients dans l'avenir des sommes relatives aux centrales réglementées, y compris des sommes liées à des coûts qui n'ont pas été engagés et dont la CEO a prévu le recouvrement au moyen des tarifs réglementés, elle comptabilisera un passif réglementaire.

Certains des actifs et passifs réglementaires comptabilisés par la Société ont trait à des comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO, y compris ceux autorisés en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. L'évaluation de ces actifs et passifs réglementaires est tributaire de certaines estimations et hypothèses, y compris des hypothèses posées relativement à l'interprétation du *Règlement de l'Ontario 53/05* et des décisions de la CEO. Les estimations faites et les hypothèses posées relativement à l'interprétation du règlement et des décisions de la CEO sont examinées dans le cadre du processus réglementaire de la CEO.

Les soldes d'actifs et de passifs réglementaires dans les comptes d'écarts et de report dont l'inclusion dans les tarifs réglementés est approuvée par la CEO sont amortis sur les périodes de recouvrement ou de remboursement approuvées. Les soldes rejetés sont imputés aux résultats au cours de la période où la décision de la CEO est rendue.

Outre les actifs et passifs réglementaires dans les comptes d'écarts et de report, OPG comptabilise des actifs et des passifs réglementaires pour les montants non amortis classés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu relativement aux obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite et des impôts reportés, afin de refléter les montants qui devraient être recouverts ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Il existe des incertitudes relatives à l'évaluation de ces soldes en raison des hypothèses posées pour le calcul des obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite et des impôts reportés qui sont attribués aux secteurs à tarifs réglementés.

Les actifs réglementaires au titre des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite non amortis classés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu reflètent l'utilisation de la méthode de la comptabilité d'engagement par la CEO depuis le 1^{er} avril 2008 pour le calcul des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite intégrés dans les tarifs réglementés approuvés pour OPG. Les coûts correspondants sont établis selon la même méthode dans les états financiers consolidés d'OPG. Par conséquent, les montants non amortis relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite d'OPG qui sont constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu ne sont pas reflétés dans les tarifs réglementés avant leur reclassement hors du cumul des autres éléments du résultat étendu et leur comptabilisation comme composantes de l'amortissement du coût des avantages liés à ces régimes.

Pour établir les tarifs réglementés d'OPG entrés en vigueur le 1^{er} novembre 2014, la CEO a limité les montants relatifs aux coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite utilisés dans le calcul des besoins en revenus approuvés, aux dépenses au comptant de la Société pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite se rapportant aux activités à tarifs réglementés. De l'opinion de la Société, cette décision de la CEO ne constitue pas un changement dans la méthode de recouvrement, au moyen des tarifs, des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG. Cette opinion se fonde sur le fait que la CEO a instauré un compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement par suite de sa décision de novembre 2014, comme décrit ci-dessous, et sur la prévision de la CEO, dans cette décision, selon laquelle l'abandon de la comptabilité d'engagement pour les recouvrements d'OPG, le cas échéant, sera abordé dans le cadre d'une instance tarifaire future sur OPG, compte tenu du résultat d'une future instance générale de la CEO portant sur le traitement et le recouvrement réglementaires des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. Comme mentionné ci-dessous, l'instance générale est en

cours. La Société continue de penser qu'il y a une probabilité suffisante que les montants non amortis relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite qui n'ont pas encore été reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu seront inclus dans les tarifs réglementés futurs ou dans un compte d'écarts ou de report pour recouvrement futur autorisé par la CEO lorsqu'ils seront comptabilisés dans les coûts des avantages. Par conséquent, la Société continue de comptabiliser un actif réglementaire pour ces montants non amortis.

À compter du 1^{er} novembre 2014, le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement comptabilise l'écart entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG pour les activités à tarifs réglementés, calculé au moyen de la méthode de la comptabilité d'engagement appliquée dans les états financiers consolidés audités d'OPG et les dépenses au comptant réelles correspondantes d'OPG pour ces régimes. La Société a comptabilisé le montant réservé dans le compte de report à titre d'actif réglementaire. Au 31 décembre 2016, le solde de l'actif réglementaire s'élevait à 497 millions de dollars, ce qui représente l'excédent des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite calculés selon la méthode de la comptabilité d'engagement en vertu des PCGR des États-Unis plutôt que selon la méthode de comptabilité de trésorerie pour la période du 1^{er} novembre 2014 au 31 décembre 2016. La décision de novembre 2014 de la CEO indiquait que le recouvrement futur, le cas échéant, des montants comptabilisés dans le compte de report serait assujéti à la conclusion d'une instance générale de la CEO portant sur le traitement et le recouvrement réglementaires des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite.

En mai 2015, la CEO a amorcé un processus de consultation devant mener à l'élaboration des principes normatifs qui orienteront son examen à venir des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite des services publics à tarifs réglementés des secteurs de l'électricité et du gaz naturel, y compris l'établissement des mécanismes réglementaires appropriés pour le recouvrement des coûts. OPG participe au processus de consultation. En juillet 2016, OPG a participé à un forum public des parties intéressées organisé par la CEO dans le cadre de la consultation. En septembre 2016, OPG a présenté à la CEO un mémoire écrit traitant de sa position sur les mécanismes de recouvrement des coûts. Si, dans le cadre de cette consultation ou au cours d'une instance future, la CEO décidait de remplacer la méthode de la comptabilité d'engagement pour le recouvrement des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite d'OPG, OPG pourrait devoir ajuster les actifs réglementaires au titre des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite non amortis qui sont classés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et au titre du compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement. Dans sa demande de nouveaux tarifs réglementés de mai 2016, OPG a proposé de maintenir la comptabilisation de l'écart entre le coût réel des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite pour les activités à tarifs réglementés établis selon la méthode de la comptabilité d'engagement et les dépenses au comptant réelles correspondantes pour ces régimes dans le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement jusqu'à l'issue du processus de consultation de la CEO.

Se reporter aux notes 3, 5, 8, 9 et 11 des états financiers consolidés audités de 2016 d'OPG pour des renseignements additionnels sur les décisions de la CEO, les actifs et passifs réglementaires et la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

Impôts sur les bénéfices et crédits d'impôt à l'investissement

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. 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 impose en vertu des lois fiscales fédérale et provinciale.

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. OPG a pris 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 du ministère des Finances de l'Ontario, 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. Le montant modifié de la charge fiscale en cas de nouvelle cotisation qui aurait une incidence sur les activités réglementées pourrait être recouvrable auprès des clients ou remboursable à ceux-ci au moyen du compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes autorisé par la CEO.

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 reportés sont établis selon les écarts entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales des actifs et des passifs. Les montants reportés sont évalués au moyen des taux d'imposition 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 reportés est imputée aux résultats dans la période où la modification entre en vigueur.

Si la direction établit qu'il est plus probable qu'improbable qu'une partie ou la totalité de l'actif d'impôts reportés ne pourra être réalisée, une provision pour moins-value est comptabilisée pour ramener le solde au montant qui devrait se réaliser.

OPG constate les impôts reportés associés à ses activités réglementées et comptabilise un actif ou un passif réglementaire compensatoire au titre des impôts reportés qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle.

Les économies d'impôts liées à des positions fiscales prises, ou devant être prises, dans une déclaration de revenus et relatives à des crédits d'impôt à l'investissement sont comptabilisées seulement lorsque le seuil « plus probable qu'improbable » est atteint. Les économies d'impôts et les crédits d'impôt à l'investissement comptabilisés sont mesurés en fonction du montant le plus élevé dont la probabilité qu'il soit réalisé lors du règlement est supérieure à 50 %.

Les crédits d'impôt à l'investissement sont comptabilisés en réduction de la charge d'impôts. OPG classe les intérêts et les pénalités liés aux économies d'impôts non constatées comme charge d'impôts.

La Société avait comptabilisé des passifs d'impôts reportés d'un montant net de 829 millions de dollars au 31 décembre 2016 (880 millions de dollars en 2015).

Immobilisations corporelles, 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 la durée de vie utile estimative des immobilisations. Les coûts d'enlèvement d'immobilisations qui, le cas échéant, n'ont pas fait l'objet d'une provision spécifique au cours de la période considérée ou des périodes antérieures sont imputés aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. Les frais de réparation et de maintenance sont également imputés aux résultats au moment où ils sont engagés.

Les immobilisations corporelles sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sauf les ordinateurs qui, pour la plupart, sont amortis selon la méthode de l'amortissement dégressif. Les actifs incorporels, qui sont constitués des principaux logiciels d'application, sont amortis selon la méthode linéaire.

Les estimations comptables ayant trait aux hypothèses sur les fins de vie des immobilisations corporelles et des actifs incorporels font largement appel au jugement de la direction, y compris la prise en compte de divers facteurs opérationnels, technologiques et autres. OPG examine régulièrement les durées de vie utile estimatives de ses immobilisations corporelles et actifs incorporels.

Dépréciation des actifs

Les actifs à long terme sont soumis à un test de dépréciation chaque fois que des événements ou des changements de situation indiquent que la valeur comptable d'un actif pourrait ne pas être recouvrable. Le test se fonde sur la présence d'indications de dépréciation comme l'avantage économique futur des actifs et les conditions externes du marché. La valeur comptable nette des actifs est considérée être dépréciée si elle excède la somme des flux de trésorerie estimatifs non actualisés qui devraient être tirés de l'utilisation des actifs et de leur cession éventuelle. Si la somme des flux de trésorerie futurs prévus non actualisés est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur est constatée. Cette perte de valeur correspond 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. La dépréciation est comptabilisée en résultats dans la période où elle est établie.

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. Ces hypothèses et estimations s'appuient sur des facteurs comme les prévisions à court et à long terme des prix de production de l'électricité en vertu des mécanismes de revenus applicables, l'offre et la demande d'électricité, l'inflation, les prix du combustible, les dépenses en immobilisations et dépenses d'exploitation, et la durée de vie utile estimative des actifs.

La valeur comptable des placements comptabilisés à la valeur de consolidation est soumise à un test pour détecter la présence de toute indication de dépréciation. S'il y a eu dépréciation et que celle-ci est durable, une perte de valeur est constatée. Cette perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur du placement.

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

Conformément à l'ONFA, 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 obligations liées au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion à long terme des déchets nucléaires. Le Fonds de déclassement a été établi pour financer les coûts futurs de l'enlèvement des immobilisations nucléaires et la gestion à long terme des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité, et certains frais de stockage du combustible irradié engagés après la fermeture des centrales nucléaires. Le Fonds distinct pour combustible irradié a été établi pour financer les coûts futurs de la gestion à long terme du combustible irradié et certains frais de stockage du combustible irradié engagés après la fermeture des centrales nucléaires. OPG verse des cotisations aux Fonds distincts nucléaires en fonction des plans de référence approuvés en vertu de l'ONFA. Les coûts de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité et de stockage du combustible irradié engagés pendant l'exploitation des centrales ne sont pas financés par les Fonds distincts nucléaires. Ils sont financés par les flux de trésorerie provenant de l'exploitation ou d'autres sources de liquidités de la Société.

Fonds distinct de déclassement

À l'expiration de l'ONFA, la Province seule a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds distinct de déclassement. Par conséquent, lorsque le Fonds distinct de déclassement est surcapitalisé, OPG limite le bénéfice qu'elle comptabilise dans les états financiers consolidés en constatant un montant à payer à la Province, de sorte que l'actif comptabilisé pour le fonds dans le bilan consolidé est égal au coût estimatif du passif d'après le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. De plus, OPG comptabilise la tranche de l'excédent qu'elle peut

placer dans le Fonds distinct pour combustible irradié, ce qu'elle peut faire lorsque l'excédent est tel que les passifs sous-jacents, comme définis dans le dernier plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, sont capitalisés à au moins 120 %. Dans ce cas, OPG peut placer, au moment de l'approbation d'un plan de référence nouveau ou modifié, jusqu'à 50 % de l'excédent dépassant le niveau de capitalisation de 120 % dans le Fonds distinct de déclassement, et la SFIEO a droit à une distribution d'un montant égal. Par conséquent, lorsque le Fonds distinct de déclassement est capitalisé à au moins 120 %, OPG comptabilise en résultat 50 % de l'excédent dépassant le niveau de capitalisation de 120 %, jusqu'à concurrence du montant correspondant à la sous-capitalisation du Fonds distinct pour combustible irradié.

Le montant à payer à la Province relativement au Fonds distinct de déclassement pourrait être réduit au cours de périodes ultérieures si le rendement du fonds était inférieur à la cible de rendement, si un nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA était approuvé avec un passif sous-jacent plus élevé, ou si le montant de la sous-capitalisation du Fonds distinct pour combustible irradié augmentait.

Lorsque le Fonds distinct de déclassement est sous-capitalisé, son rendement reflète le rendement réel du fonds selon la valeur de marché des actifs.

Fonds distinct pour combustible irradié

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG que le rendement annuel du Fonds distinct pour combustible irradié sera de 3,25 % plus la variation de l'IPC de l'Ontario, comme défini par l'ONFA, relativement à la capitalisation liée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié (le « rendement garanti »). OPG comptabilise en résultats le rendement garanti du Fonds distinct pour combustible irradié à titre de rendement des Fonds distincts nucléaires. La différence entre le rendement garanti et le rendement réel du marché, établie selon la juste valeur des actifs du fonds relativement aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié, est comptabilisée en tant que montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci. Ce montant représente le montant qui serait à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci si le rendement garanti devait être réglé à la date du bilan consolidé. Dès l'approbation d'un plan de référence en vertu de l'ONFA nouveau ou modifié, la Province est tenue de cotiser au Fonds distinct pour combustible irradié un montant additionnel relativement aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié si le taux de rendement des actifs du fonds est inférieur au taux de rendement garanti. Si le rendement des actifs du fonds dépasse le taux de rendement garanti de la Province, celle-ci a le droit de retirer toute partie de l'excédent se rapportant aux 2,23 millions de grappes de combustible irradié, à l'approbation d'un plan de référence en vertu de l'ONFA nouveau ou modifié. Le seuil de 2,23 millions représente le total estimatif des grappes de combustible nucléaire pour le cycle de vie, fondé sur la durée de vie utile estimative initiale des centrales nucléaires estimée dans l'ONFA.

Comme le prescrit l'ONFA, les cotisations d'OPG pour les grappes de combustible irradié qui dépassent le seuil de 2,23 millions ne sont pas assujetties au taux de rendement garanti de la Province, mais suivent plutôt un rendement fondé sur les variations de la valeur de marché des actifs du Fonds distinct pour combustible irradié.

Si une surcapitalisation du Fonds distinct pour combustible irradié fait en sorte que les passifs, comme définis dans le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, sont capitalisés à au moins 110 %, la Province a droit, en tout temps, à tout excédent dépassant le niveau de capitalisation de 110 %. À l'expiration de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent dans le fonds. Par conséquent, lorsque le Fonds pour combustible irradié est surcapitalisé, OPG limite le bénéfice qu'elle constate dans les états financiers consolidés en comptabilisant un montant à payer à la Province, de sorte que le solde du fonds est égal au coût estimatif du passif selon le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. Conformément à l'ONFA, ni OPG ni la Province n'ont le droit de transférer quelque montant que ce soit du Fonds distinct pour combustible irradié au Fonds distinct de déclassement.

Garantie provinciale

En vertu de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (Canada), la CCSN exige d'OPG qu'elle ait suffisamment de fonds disponibles pour s'acquitter de ses obligations actuelles liées au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. Comme l'exigent les modalités de l'ONFA, la Province a fourni une garantie provinciale à la CCSN, pour le compte d'OPG, pour tout manque à gagner entre la garantie financière exigée par la CCSN et la valeur des Fonds distincts nucléaires. OPG verse à la Province une commission de garantie annuelle de 0,5 % du montant de la garantie provinciale. La valeur actuelle de la garantie provinciale de 1 551 millions de dollars s'applique jusqu'à la fin de 2017. En vertu de ce montant de garantie, OPG a payé à la Province une commission de garantie de 8 millions de dollars en 2015 et en 2016. La garantie financière exigée par la CCSN doit être mise à jour tous les cinq ans. OPG est actuellement en train de mettre à jour cette garantie financière pour la période de 2018 à 2022 et prévoit la déposer auprès de la CCSN dans la première moitié de 2017.

Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

Le calcul des coûts et des obligations d'OPG liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite repose sur des méthodes comptables et des hypothèses, comme présenté ci-dessous.

Méthode comptable

Les programmes d'avantages postérieurs à l'emploi offerts par OPG se composent d'un régime de retraite agréé contributif à prestations déterminées, d'un régime de retraite complémentaire à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite, qui comprennent une assurance-vie collective et une assurance de soins de santé, ainsi qu'une assurance en cas d'invalidité prolongée. Des avantages postérieurs à l'emploi sont aussi offerts par la SGDN, qui est consolidée dans les résultats financiers d'OPG. À moins d'indication contraire, l'information sur les programmes d'avantages postérieurs à l'emploi 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 conformément aux PCGR des États-Unis. 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 de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite dépendent de divers facteurs dont les taux d'intérêt, les ajustements provenant de modifications des régimes, les hypothèses démographiques, les gains ou les pertes actuariels, les échelons salariaux, l'inflation et les hypothèses sur la hausse des coûts des soins de santé. 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 actifs de la caisse de retraite se composent de titres de capitaux propres, de titres d'emprunt de gouvernements et de sociétés, de fonds groupés, de placements dans des biens immobiliers et des infrastructures et d'autres placements. Ces actifs sont gérés par des gestionnaires de portefeuille professionnels. La caisse de retraite 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 d'établir l'amortissement des gains ou des 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 le coût des prestations au titre des services rendus pour 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 modifications des hypothèses, et les gains et pertes actuariels. Les coûts ou les crédits 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 correspondant jusqu'à la pleine admissibilité. Les coûts ou les crédits des prestations au titre des services passés résultant des modifications aux prestations en cas d'invalidité prolongée sont immédiatement comptabilisés comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés. En raison de la nature à long terme des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, 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 (le « corridor ») si ce montant est supérieur, est amorti sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés couverts par le régime, soit la période pendant laquelle la Société devrait réaliser des avantages économiques connexes. Les gains ou les pertes actuariels liés à l'assurance en cas d'invalidité prolongée sont immédiatement comptabilisés comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés.

OPG présente la situation de capitalisation de ses régimes à prestations déterminées dans les bilans consolidés. La situation de capitalisation est évaluée comme la différence entre la juste valeur des actifs des régimes et l'obligation au titre des prestations pour chaque régime.

Les gains ou les pertes actuariels et les coûts ou les crédits des prestations au titre des services passés qui surviennent au cours de l'exercice et qui ne sont pas comptabilisés immédiatement à titre de composantes du coût des prestations sont comptabilisés comme des augmentations ou des diminutions des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices. Ces montants non amortis dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont par la suite reclassés et comptabilisés comme composantes de l'amortissement des coûts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, comme mentionné plus haut.

Au 31 décembre 2016, la perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite totalisaient 3 668 millions de dollars (3 646 millions de dollars en 2015). La perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis aux 31 décembre 2016 et 2015 s'établissaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Gain actuariel net non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	(570)	(809)	-	-	-	-
Perte actuarielle nette non amortissable en raison de l'utilisation du corridor	1 619	1 544	34	30	267	293
Perte actuarielle nette amortissable	2 238	2 288	72	47	3	247
Perte actuarielle nette non amortie	3 287	3 023	106	77	270	540
Coûts des services passés non amortis	-	-	-	-	5	6

OPG comptabilise un actif ou un passif réglementaire compensatoire pour la partie des ajustements au cumul des autres éléments du résultat étendu qui est attribuable aux activités à tarifs réglementés afin de tenir compte du recouvrement ou du remboursement prévu de ces montants dans les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Pour la partie recouvrable ou remboursable qui est attribuable aux activités à tarifs réglementés, OPG comptabilise une variation correspondante de l'actif ou du passif réglementaire pour refléter le montant des augmentations ou des diminutions des autres éléments du résultat étendu et pour refléter le reclassement de montants du cumul des autres éléments du résultat étendu dans le coût des prestations au cours de la période.

Lorsque la constatation d'une mutation d'employés et du transfert des avantages sociaux connexes se traduit par une compression de régime et par 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'acquittement d'une obligation au titre des prestations d'un régime.

Hypothèses comptables

Les hypothèses sont des intrants importants des modèles actuariels qui évaluent les obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite et leur incidence connexe sur l'exploitation. Le taux d'actualisation, le taux d'inflation et les changements de la masse salariale sont trois hypothèses cruciales utilisées dans le calcul du coût et des obligations relatifs aux prestations. En outre, le taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes est une hypothèse importante dans l'établissement du coût des régimes de retraite agréés, et le taux tendanciel des coûts des soins de santé est une hypothèse importante dans l'établissement du coût et des obligations liés aux avantages complémentaires 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 réévaluées régulièrement par la direction de concert avec des actuaires indépendants. Au cours du processus d'évaluation, les hypothèses sont mises à jour pour refléter l'historique et les prévisions. Les résultats réels pour tout exercice différeront souvent des hypothèses actuarielles en raison de facteurs économiques et autres donnant lieu à des gains ou des pertes actuariels.

Les taux d'actualisation, qui sont représentatifs du rendement d'obligations de sociétés notées AA, sont utilisés pour calculer la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs prévus à la date d'évaluation afin d'établir les obligations au titre des prestations projetées pour les régimes d'avantages sociaux de la Société. En 2016 et dans les années précédentes, les coûts des prestations étaient calculés selon le même taux d'actualisation moyen pondéré que celui pris en compte dans le calcul des obligations au titre des prestations. Un taux d'actualisation moins élevé se traduit par une augmentation des obligations au titre des prestations et des coûts des avantages. Le taux d'actualisation moyen pondéré utilisé pour calculer les obligations projetées au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite au 31 décembre 2016 était de 3,9 %. Il s'agit d'une baisse par rapport au taux d'actualisation de 4,1 % utilisé pour calculer les obligations au 31 décembre 2015.

OPG prévoit changer, à compter de 2017, la méthode utilisée pour l'estimation des composantes coût des services rendus au cours de l'exercice et frais d'intérêts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. OPG prévoit adopter une approche qui sera fondée sur une courbe intégrale de rendements pour estimer les coûts, qui fera en sorte d'appliquer aux flux de trésorerie projetés pertinents les taux au comptant spécifiques sur la courbe des rendements utilisés pour établir les obligations au titre des prestations projetées. Ce changement améliorera la corrélation entre les flux de trésorerie projetés pour les prestations et les taux au comptant correspondants sur la courbe des rendements, et fournira une mesure plus précise du coût des services rendus et des frais d'intérêts. Ce changement n'aura aucune incidence sur l'évaluation du total des obligations au titre des prestations, puisque la variation dans les composantes coût des services rendus et frais d'intérêts par rapport à la méthode précédente sera compensée par une variation correspondante dans la perte ou le gain actuariel comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. OPG comptabilisera ce changement à titre de modification d'estimation de manière prospective à compter de 2017. Compte tenu d'une courbe de rendement à pente ascendante et du profil des flux de trésorerie pour les prestations futures estimatifs d'OPG, l'approche fondée sur une courbe intégrale de rendements devrait entraîner une baisse considérable des composantes services rendus au cours de l'exercice et frais d'intérêts d'OPG, qui amènera une diminution des coûts globaux des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite dans les premières années suivant son adoption. La diminution des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite devrait être en grande partie contrebalancée par l'incidence des comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO ou des révisions des tarifs réglementés.

Le taux de rendement prévu des actifs des régimes est fondé sur la répartition des actifs de la caisse de retraite et sur le rendement prévu en tenant compte des risques et rendements à long terme de chaque catégorie d'actifs qui compose le portefeuille des régimes. Un taux de rendement prévu moins élevé des actifs des régimes fait augmenter les coûts des régimes de retraite.

Une nouvelle évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG a été déposée auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario en septembre 2016, réalisée en date du 1^{er} janvier 2016. Les obligations de capitalisation annuelle selon la nouvelle évaluation actuarielle sont analysées à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement* sous *Engagements contractuels et commerciaux*. OPG a effectué en 2016 une évaluation actuarielle exhaustive aux fins comptables de ses régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite, à partir de données démographiques au 1^{er} janvier 2016, conformément à la nouvelle évaluation actuarielle, et d'hypothèses au 31 décembre 2016. Dans le cadre de l'évaluation, les hypothèses démographiques et les autres hypothèses des régimes ont été examinées, et révisées au besoin, par des actuaires indépendants.

Le déficit du régime de retraite agréé, aux fins comptables, a augmenté, passant de 2 315 millions de dollars au 31 décembre 2015 à 2 693 millions de dollars au 31 décembre 2016. L'augmentation est en grande partie attribuable à une réévaluation des obligations à la fin de 2016 pour tenir compte de la baisse des taux d'actualisation, du coût des services rendus et des frais d'intérêts pour l'exercice, facteurs contrebalancés en partie par l'incidence de la mise à jour des données sur les participants au régime dans le cadre de l'évaluation actuarielle de 2016 et des cotisations de l'employeur au régime de retraite pendant l'exercice.

Les obligations projetées au titre des prestations d'avantages complémentaires de retraite ont diminué, passant de 3 188 millions de dollars au 31 décembre 2015 à 2 992 millions de dollars au 31 décembre 2016. Cette diminution est en grande partie attribuable à la révision à la baisse de l'hypothèse des coûts des indemnités de soins de santé par participant dans le cadre de l'évaluation actuarielle de 2016, en partie contrebalancée par la réévaluation des obligations à la fin de 2016 pour tenir compte de la baisse des taux d'actualisation.

Un changement dans les hypothèses suivantes, toutes les autres hypothèses demeurant constantes, se traduirait par une augmentation (diminution) des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés¹	Régimes de retraite complémentaires¹	Avantages complémentaires de retraite¹
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(30)	s. o.	s. o.
Diminution de 0,25 %	30	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(57)	(1)	(12)
Diminution de 0,25 %	60	1	16
Inflation			
Augmentation de 0,25 %	103	1	1
Diminution de 0,25 %	(97)	(1)	(1)
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	20	3	1
Diminution de 0,25 %	(20)	(2)	(1)
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s. o.	s. o.	86
Diminution de 1 %	s. o.	s. o.	(52)

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

¹ Sauf l'incidence des comptes d'écarts et de report réglementaires.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

OPG constate des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations corporelles relativement à des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires, actualisées pour tenir compte de la valeur temporelle de l'argent. OPG estime le montant et le calendrier des décaissements futurs liés à ces activités en fonction des plans d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires. Elles 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 devraient être engagés pour des activités comme la préparation à l'arrêt sécuritaire et l'arrêt sécuritaire des centrales, le démantèlement, 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 des grappes de combustible nucléaire irradié et des matériaux de faible activité et de moyenne activité. 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.

Le passif lié au déclassement de centrales nucléaires représente les coûts estimatifs qu'il faudra engager pour la fermeture des centrales nucléaires à la fin de leur durée de vie utile, ce qui consiste à préparer la centrale à l'état d'arrêt sécuritaire et à la mettre en état d'arrêt sécuritaire pendant une période de fermeture sécuritaire de 30 ans avant son démantèlement et la remise en état du site. Les activités liées à la mise en état d'arrêt sécuritaire des centrales comprennent le déchargement du combustible et l'assèchement des réacteurs nucléaires. OPG est responsable des activités de gestion des déchets nucléaires et de déclassement des installations aux centrales nucléaires Bruce, ce qui comprend les coûts associés aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Aux termes du contrat de location, Bruce Power doit rendre à OPG les deux centrales Bruce, en même temps, asséchées et déchargées. Par conséquent, les coûts liés à l'assèchement et au déchargement du combustible ne font pas partie des obligations d'OPG liées à la mise hors service d'immobilisations.

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 l'obligation à l'égard de ces coûts comprennent une installation destinée à un dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité qui sera construite et exploitée par OPG, comme mentionné à la rubrique *Activités de base, stratégie et perspectives* sous *Excellence des projets*. Pour estimer le passif au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié, OPG a adopté une approche conforme à la méthode de gestion adaptative progressive approuvée par le gouvernement du Canada, qui suppose l'aménagement d'un dépôt géologique en profondeur pour la gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire irradié du Canada. La SGDN est responsable de la conception et de la mise en œuvre du programme canadien de gestion à long terme du combustible nucléaire irradié.

Les coûts suivants sont comptabilisés à titre de passif dans les bilans consolidés d'OPG :

- la valeur actualisée des coûts de déclassement des installations nucléaires et thermiques et d'autres installations après 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 générés 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, y compris les hypothèses sur le calendrier des programmes, notamment la construction hypothétique d'installations d'évacuation des déchets, les dates de fin de vie des centrales, les méthodes d'évacuation des déchets, les indicateurs financiers, la stratégie de déclassement ou les technologies utilisées, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des charges à payer. Compte tenu de la longue 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 la mesure des coûts de ces programmes, qui peuvent augmenter ou diminuer avec le temps.

Les estimations des passifs nucléaires sont revues continuellement dans le cadre du programme global de gestion des déchets nucléaires. Une réévaluation complète de toutes les hypothèses sous-jacentes et de toutes les estimations des coûts de base est effectuée périodiquement, au moins tous les cinq ans, en phase avec le processus de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA. Toute variation des passifs nucléaires en raison de nouvelles hypothèses ou estimations ayant une incidence sur le montant ou le calendrier des flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs est enregistrée à titre d'ajustement des passifs. Une révision à la hausse des passifs nucléaires représente la valeur actualisée d'une augmentation nette des flux de trésorerie futurs non actualisés établie à partir d'un taux sans risque rajusté en fonction du crédit actuel. Une révision à la baisse des passifs nucléaires représente la valeur actualisée d'une diminution nette des flux de trésorerie futurs non actualisés établie à partir d'un taux d'actualisation moyen pondéré reflété dans le passif existant. La variation correspondante des coûts de mise hors service d'immobilisations est capitalisée dans la valeur comptable des immobilisations nucléaires en service.

La dernière mise à jour complète des estimations des coûts des passifs nucléaires a été effectuée au quatrième trimestre de 2016 et est incluse dans le plan de référence de 2017 approuvé en vertu de l'ONFA. La mise à jour a donné lieu à une baisse d'environ 1 570 millions de dollars des passifs nucléaires au 31 décembre 2016, établie selon un taux d'actualisation moyen pondéré de 4,95 % reflété dans le passif existant. La réduction globale des obligations d'OPG liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement est essentiellement attribuable à une diminution des estimations de coûts pour tenir compte de la proposition d'un nouveau modèle de réservoir et de confinement plus économique pour le stockage du combustible nucléaire irradié pour élimination, à la mise à jour des taux d'accroissement des coûts et à la mise en service, plus tard que prévu, du dépôt géologique en profondeur pour l'élimination permanente à long terme du combustible nucléaire irradié. Ces baisses ont été compensées en partie par des estimations de coûts plus élevées relativement aux activités de déclassement, notamment en raison d'une définition améliorée des travaux requis pendant la préparation à l'arrêt sécuritaire après la fermeture d'une centrale et d'un plus grand volume de déchets attendu durant le déclassement. Les taux d'accroissement des coûts utilisés pour estimer les flux de trésorerie futurs non actualisés reflétés dans l'ajustement des passifs nucléaires au 31 décembre 2016 se situent entre 2,0 % et 3,4 %.

L'ajustement au 31 décembre 2016 des passifs nucléaires et des coûts de mise hors service d'immobilisations connexes n'a pas eu d'incidence sur le bénéfice d'OPG pour 2016. L'incidence estimée de cet ajustement sur les charges de 2017, avant l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce et du compte de report des passifs nucléaires, comprend une diminution de la dotation aux amortissements d'environ 8 millions de dollars, une baisse de la charge de désactualisation d'environ 78 millions de dollars et une baisse des charges variables relatives au combustible irradié et aux déchets de faible et moyenne activité, imputées respectivement aux charges liées au combustible et aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration d'environ 20 millions de dollars. Selon l'actuelle méthode de recouvrement des coûts approuvée par la CEO, ces incidences en 2017 devraient être contrebalancées dans une large mesure par l'incidence du compte de report des passifs nucléaires et du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce ou par des changements correspondants aux tarifs réglementés d'OPG pour la production nucléaire. À l'instar du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce, le compte de report des passifs nucléaires a été établi par la CEO en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. On y consigne l'incidence sur les besoins en revenus associée aux changements dans les passifs liés à la gestion du combustible nucléaire et au déclassement des centrales nucléaires découlant d'un plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, pour les centrales nucléaires Pickering et Darlington.

Aux fins du calcul des passifs nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2016, il a été établi, selon les hypothèses comptables actuelles sur les fins de vie, que le déclassement des centrales nucléaires devrait avoir lieu au cours des 80 prochaines années environ.

Au 31 décembre 2016, les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires fondés sur la valeur actualisée s'établissaient à 19 103 millions de dollars (19 792 millions de dollars en 2015). Au 31 décembre 2016, les flux de trésorerie non actualisés à l'égard des dépenses devant être engagées par OPG au titre des passifs nucléaires en dollars de 2016 se présentaient comme suit :

(en millions de dollars)	2017	2018	2019	2020	2021	Par la suite	Total
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires ¹	354	360	386	429	465	39 296	41 290

¹ La majeure partie des dépenses devraient être remboursées par les Fonds distincts nucléaires établis par l'ONFA. Les cotisations exigées en vertu de l'ONFA ne figurent pas dans ces flux de trésorerie non actualisés. La comptabilisation des Fonds distincts nucléaires est présentée à la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques* sous *Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires*.

Le passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires s'élevait à 381 millions de dollars au 31 décembre 2016 (377 millions de dollars en 2015). Ce passif représente principalement la valeur actualisée des coûts estimatifs de déclassement des centrales thermiques d'OPG au terme de leur durée de vie utile. Le passif repose sur des estimations de coûts formulées par des tiers fondées selon un examen approfondi des sites des centrales et une évaluation des activités de nettoyage et de remise en état requises, lesquels ont été achevés en 2011 à l'égard de la plupart des centrales thermiques. Aux fins d'évaluation du passif, il est présumé que l'enlèvement d'immobilisations se fera sur une période de 1 an à 15 ans environ. Le montant des flux de trésorerie estimatifs futurs non actualisés associés aux passifs thermiques est d'environ 500 millions de dollars. Compte tenu des décisions prises en 2015 et 2016 de déclasser les centrales Nanticoke et Lambton respectivement, OPG prévoit examiner les estimations du passif de déclassement pour ces sites en 2017. Tout ajustement découlant d'un changement d'estimations du passif pour ces centrales sera comptabilisé en résultat net dans la période de changement.

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 débits d'eau seront utilisées dans un avenir prévisible. Donc, OPG n'a constaté aucun passif lié au déclassement de ses installations hydroélectriques.

Évaluations à la juste valeur

La juste valeur est le prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction régulière conclue dans des conditions de concurrence normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. Les évaluations à la juste valeur sont nécessaires pour refléter les hypothèses que les intervenants du marché utiliseraient pour établir le prix d'un actif ou d'un passif en fonction des meilleures informations disponibles. Ces hypothèses comprennent les risques inhérents à une technique d'évaluation en particulier, comme un modèle d'évaluation, et les risques inhérents aux données utilisées dans le modèle.

La juste valeur des actifs et passifs financiers pour lesquels les cours sur un marché actif sont disponibles, y compris les instruments dérivés cotés en Bourse et d'autres instruments financiers, 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. L'estimation de la juste valeur peut 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 placements dans des fonds groupés sont évalués selon la valeur des parts établie

par les administrateurs des fonds groupés. La valeur des parts représente l'actif net sous-jacent évalué selon la juste valeur établie selon les cours de clôture. 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 de s'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 certains risques, dont le risque de crédit, le risque de change et le risque de taux d'intérêt. La rubrique *Gestion des risques* présente une analyse de la manière dont OPG gère ces risques et d'autres risques.

Entités à détenteurs de droits variables

OPG détient des droits variables dans la SGDN, dont elle est le principal bénéficiaire. Les montants applicables dans les comptes de la SGDN, après élimination de toutes les opérations intersociétés importantes, sont donc consolidés. Au 31 décembre 2016, PSS Generating Station Limited Partnership (« PSS » ou la « société en commandite ») était classée comme une entité à détenteurs de droits variables, étant donné qu'elle ne satisfaisait pas au critère selon lequel elle doit avoir suffisamment de capitaux propres à risque pour lui permettre de financer ses activités. Puisque OPG est le principal bénéficiaire de PSS, elle continue à consolider la société en commandite. Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés audités de 2016 d'OPG pour obtenir de plus amples renseignements.

Prises de position comptables récentes

Les prises de position comptables récentes en vertu des PCGR des États-Unis liées à la comptabilisation des produits, des contrats de location et des instruments financiers sont décrites ci-dessous. D'autres prises de position comptables récentes applicables à OPG sont décrites à la note 3 des états financiers consolidés audités.

Produits tirés des contrats conclus avec les clients

En mai 2014, le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») a publié la mise à jour Accounting Standards Update 2014-09, intitulée *Revenue from Contracts with Customers* (Topic 606) (« ASU 2014-09 »), qui remplace la quasi-totalité des lignes directrices existantes sur la comptabilisation des produits faisant partie des PCGR des États-Unis, notamment les lignes directrices sur la comptabilisation selon les secteurs. Selon le principe de base énoncé dans le Topic 606, une entité doit comptabiliser les produits au moment du transfert des biens ou des services promis aux clients selon un montant qui reflète la contrepartie que l'entité s'attend à recevoir en échange de ces biens ou services. Les entités peuvent appliquer la norme selon une approche rétrospective intégrale ou selon une approche rétrospective modifiée pour leur exercice ouvert à compter du 1^{er} janvier 2018, y compris les périodes intermédiaires de cet exercice. L'adoption anticipée est permise.

À l'heure actuelle, OPG a l'intention d'appliquer cette nouvelle norme sur la comptabilisation des produits pour ses états financiers intermédiaires du premier trimestre de 2018. Au cours de 2016, la Société a adopté un cadre global de gouvernance de projets prévoyant la mise sur pied d'un comité de direction, d'un comité des parties prenantes et de mise en œuvre, d'un Bureau de gestion des projets et de différents groupes de travail. Les groupes de travail sont composés de parties prenantes mixtes de la fonction finances et d'autres fonctions qui participeront à la mise en œuvre financière et opérationnelle de la nouvelle norme comptable. Des mises à jour techniques ainsi qu'une formation ciblée ont été offertes aux contrôleurs financiers et aux membres des groupes de travail en fonction de leurs responsabilités au cours de 2016.

La Société est en voie de conclure sa décision sur l'approche d'adoption à appliquer, et évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés.

Comptabilisation des contrats de location

En février 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-02, intitulée *Leases* (Topic 842). La mise à jour apporte de nombreuses modifications à la ligne directrice en vigueur sur la comptabilisation des contrats de location, en particulier pour les locataires, et vise à améliorer la transparence et la comparabilité de l'information entre les entreprises en exigeant de comptabiliser les actifs et les passifs découlant des contrats de location dans le bilan. La norme est en vigueur pour l'exercice ouvert à compter du 15 décembre 2018, y compris les périodes intermédiaires comprises dans cet exercice. Les entités doivent adopter une approche rétrospective modifiée pour les contrats de location existants ou les contrats de location conclus après le début de la première période de comparaison présentée dans les états financiers pour la période d'adoption. Une application rétrospective intégrale est interdite. L'adoption anticipée est permise.

Au cours de 2016, la Société a adopté un cadre global de gouvernance des projets prévoyant la mise sur pied d'un comité de direction, d'un comité des parties prenantes et de mise en œuvre, d'un Bureau de gestion des projets et de différents groupes de travail. Les groupes de travail sont composés de parties prenantes mixtes de la fonction finances et d'autres fonctions qui participeront à la mise en œuvre financière et opérationnelle de la nouvelle norme comptable. La Société évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés.

Comptabilisation et évaluation des actifs financiers et des passifs financiers

En janvier 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-01, intitulée *Financial Instruments – Overall: Recognition and Measurement of Financial Assets and Financial Liabilities*. Selon la mise à jour de la ligne directrice, les entités devront évaluer les titres de capitaux propres à la juste valeur et comptabiliser toute variation de la juste valeur dans le bénéfice net. La mise à jour s'appliquera à l'exercice 2018 d'OPG, y compris aux périodes intermédiaires. Par conséquent, à compter du 1^{er} janvier 2018, le classement des titres désignés comme étant disponibles à la vente ne sera plus possible, et tout gain ou perte latent lié à ces titres devra être comptabilisé dans le bénéfice net plutôt que dans les autres éléments du résultat étendu. Tous les gains ou pertes latents liés aux titres disponibles à la vente présentés par OPG dans le cumul des autres éléments du résultat global à la fin de 2017 devront être reclassés dans les bénéfices non répartis à compter du 1^{er} janvier 2018. Les actions d'Hydro One détenues par OPG sont actuellement les seuls titres disponibles à la vente de la Société. Au 31 décembre 2016, ces actions étaient évaluées à 212 millions de dollars dans le bilan consolidé, pour lesquelles une perte de 1 million de dollars a été comptabilisée dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. OPG continue à évaluer si la nouvelle norme aura d'autres incidences sur ses états financiers consolidés.

GESTION DES RISQUES

Aperçu

OPG fait face à divers risques qui pourraient avoir une incidence significative sur ses impératifs stratégiques. La gestion des risques a pour but d'identifier et d'atténuer ces risques et de préserver la valeur du placement de l'actionnaire dans la Société.

Structure de gouvernance de la gestion des risques

Le comité d'audit et des risques du conseil d'administration d'OPG aide ce dernier à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en ce qui concerne l'identification et la gestion des principaux risques pour la Société. Un comité directeur de gestion des risques, composé des chefs des unités fonctionnelles et du responsable de l'audit et de la gestion des risques, aide le comité d'audit et des risques à s'acquitter de ses responsabilités en matière de gouvernance et de surveillance relatives aux activités de gestion des risques d'OPG.

Activités de gestion des risques

OPG fait face à une grande variété de risques propres à ses activités. Le cadre de gestion des risques de l'entreprise d'OPG est conçu pour cerner et évaluer les risques en tenant compte de leur incidence potentielle sur la capacité de la Société d'atteindre ses objectifs stratégiques et les objectifs de ses plans d'affaires.

Un groupe centralisé de gestion des risques de l'entreprise, dirigé par le responsable de l'audit et de la gestion des risques, coordonne les activités trimestrielles de production d'information sur la gestion des risques. Tout d'abord, les unités fonctionnelles répertorient, passent en revue et évaluent les risques qui pourraient les empêcher d'atteindre leurs objectifs. Le groupe de gestion des risques de l'entreprise passe en revue, valide et consolide cette information et classe les risques par ordre de priorité en fonction de leur incidence possible sur les impératifs stratégiques d'OPG. Le groupe de gestion des risques de l'entreprise évalue aussi les faits nouveaux externes qui pourraient avoir une incidence sur le profil de risque de l'entreprise et facilite l'identification et l'évaluation des risques émergents. Le comité directeur de gestion des risques analyse et valide ensuite les changements importants au niveau des principaux risques qui pourraient avoir une incidence sur la capacité d'OPG d'atteindre ses impératifs stratégiques, ainsi que tout nouveau risque qui a été relevé. Puis, le comité de l'audit et des risques du conseil d'administration d'OPG examine les résultats de l'examen effectué par le comité directeur de gestion des risques, ainsi que les changements importants du profil de risques de l'entreprise.

Afin de maintenir un bon équilibre entre le risque et le rendement, la haute direction établit des limites pour le risque de marché, le risque de crédit et les activités de négociation sur le marché de l'énergie de la Société. Elle établit également des politiques et processus pour veiller à la conformité à ces limites.

Les principaux risques liés aux impératifs stratégiques d'OPG sont décrits brièvement ci-dessous.

Risques pouvant compromettre l'excellence opérationnelle

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

Les risques opérationnels sont les risques inhérents à l'exploitation des installations de production d'électricité. Ils peuvent entraîner l'interruption des activités des centrales et ainsi nuire à la production future. Les risques opérationnels inhérents à une centrale dépendent généralement de l'âge de la centrale, de la performance humaine et de la technologie employée.

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'exploitation de centrales nucléaires expose OPG à des risques particuliers comme la détérioration plus importante que prévu des composantes et des systèmes des centrales, aux risques associés au secteur du nucléaire, à la chaîne d'approvisionnement et à la qualité des fournisseurs, aux risques liés à la manipulation, à l'entreposage et à l'évacuation des déchets nucléaires ainsi qu'au risque d'accident nucléaire. Les principales conséquences de ces risques sont une augmentation des exigences en matière de sécurité, un recul possible de la production et des revenus par rapport aux prévisions, et une hausse éventuelle des coûts d'exploitation.

L'incertitude associée à la production d'électricité par les centrales nucléaires CANDU (réacteur canadien à deutérium-uranium) d'OPG découle principalement de l'état des composantes et des systèmes des centrales, qui subissent les effets du vieillissement. Les canaux de combustible sont vraisemblablement la composante à durée limitée qui aura la plus grande incidence sur la fin de vie des centrales. Un autre facteur important relevé à ce jour est la dégradation des moteurs des pompes du circuit caloporteur primaire à la centrale Darlington. En outre, des enjeux de performance relatifs à la manipulation du combustible ont été relevés aux centrales Darlington et Pickering. Pour

contrer ces risques, OPG continue de surveiller la performance, de mettre en œuvre des programmes complets d'inspection et de maintenance, de déterminer les mesures correctives et d'entreprendre les projets nécessaires pour mener 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, ce qui entraînerait une diminution de la production. Lorsque des situations imprévues surviennent, 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.

Poursuite des activités de la centrale Pickering jusqu'en 2024

En janvier 2016, la province d'Ontario a annoncé qu'elle approuvait le plan d'OPG de maintenir en activité, de façon sécuritaire et fiable, les unités de la centrale Pickering jusqu'en 2024. Selon le plan d'OPG, les six unités de la centrale Pickering seraient gardées en exploitation jusqu'en 2022, alors que deux unités seraient fermées et que les quatre autres continueraient leurs activités jusqu'en 2024. Le permis d'exploitation actuel pour la centrale Pickering, qui vient à échéance en août 2018, a été délivré en 2013 en supposant que la centrale fermerait en 2020.

L'incapacité de prolonger les activités de Pickering comme prévu pourrait entraîner la diminution des revenus de production et des flux de trésorerie futurs d'OPG, devancer la fermeture et augmenter les frais de fermeture et de déclassement de la centrale.

Les facteurs de risque en ce qui a trait au maintien en activité des unités de la centrale Pickering comprennent la découverte de situations imprévues, des pannes d'équipement, l'état de certaines composantes critiques de la centrale qui arrivent en fin de vie et le besoin d'apporter des modifications importantes à la centrale. Afin d'atténuer ces risques, OPG continue d'exercer des activités comme celles qui suivent :

- des travaux visant à confirmer que le cycle de vie des canaux de combustible sera suffisamment long pour permettre de prolonger les activités;
- des évaluations de l'état des composantes afin de recenser les travaux à effectuer pour soutenir la prolongation des activités de la centrale;
- la modification de la stratégie d'exploitation et de maintenance à l'appui du maintien en activité de la centrale.

Au cours de la durée de vie restante de la centrale, des risques, comme la performance du système de manutention du combustible, des difficultés d'approvisionnement en pièces et une pénurie de main-d'œuvre compétente, pourraient perturber l'excellence opérationnelle à la centrale Pickering. OPG répond à ces risques en adoptant des mesures appropriées, notamment en améliorant la fiabilité de la manipulation du combustible, en modifiant l'équipement et en investissant de façon ciblée dans les systèmes et les composantes de la centrale et dans des initiatives d'optimisation de la chaîne d'approvisionnement, et en élaborant des stratégies de planification de la main-d'œuvre et de recrutement.

Gestion des déchets nucléaires

Le processus de production d'électricité par les centrales nucléaires produit des déchets nucléaires. Comme l'exige la CCSN, OPG est responsable de la gestion du combustible irradié, des déchets de faible activité et de moyenne activité et du déclassement de ses centrales nucléaires et de ses installations de gestion des déchets nucléaires, y compris les centrales louées à Bruce Power. Il n'existe actuellement aucune installation autorisée au Canada pour l'élimination permanente du combustible nucléaire irradié ou des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité. Les risques liés au projet de dépôt géologique en profondeur d'OPG pour la gestion sûre à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité sont analysés ci-dessous à la rubrique *Risques pouvant*

compromettre l'excellence des projets sous Dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité.

La SGDN a élaboré un processus visant l'adoption de l'approche de gestion adaptative progressive comme solution à long terme pour la gestion des déchets nucléaires du Canada. Le plan de gestion adaptative progressive prévoit l'élimination éventuelle permanente à long terme des déchets nucléaires radioactifs dans un dépôt géologique en profondeur. La SGDM est en voie d'entreprendre un processus de choix de sites sur plusieurs années relativement à ce dépôt géologique en profondeur.

Entre-temps, OPG stocke et gère les déchets de faible et de moyenne activité à son site de gestion des déchets Western et le combustible irradié, sur les sites de ses centrales nucléaires.

Exigences de la réglementation nucléaire

L'incertitude associée aux exigences de la réglementation nucléaire est liée surtout au vieillissement des centrales, aux modifications des codes techniques et aux désaccords exprimés par la population au cours des audiences réglementaires, particulièrement en ce qui a trait à la sécurité, à l'environnement et aux mesures d'urgence. Le fait de satisfaire à ces exigences pourrait contribuer à hausser les coûts d'exploitation et pourrait, dans certains cas, entraîner une réduction ou l'élimination de la capacité de production d'une centrale, le remplacement précoce d'une composante ou de nouvelles exigences en matière de gestion des déchets. En outre, les activités des centrales nucléaires sont souvent directement influencées par des circonstances ou des événements survenant à d'autres centrales nucléaires ailleurs dans le monde. Ces circonstances ou événements pourraient inciter la CCSN à apporter des changements réglementaires dont les répercussions sur le coût et les activités futures des centrales nucléaires d'OPG pourraient être importantes.

En décembre 2015, la CCSN a accordé à la centrale Darlington un permis d'exploitation de 10 ans, valide jusqu'au 30 novembre 2025. Le nouveau permis couvre presque toute la durée prévue du projet de remise en état de la centrale, ce qui donne une plus grande stabilité réglementaire et réduit les risques liés à la réglementation. Comme il est décrit à la rubrique *Activités de base, stratégie et perspectives* sous *Activités nucléaires*, le projet de prolonger les activités de Pickering jusqu'en 2024 est conditionnel à l'approbation par la CCSN de la demande de renouvellement du permis de la centrale Pickering et d'autres exigences réglementaires établies par la CCSN.

En janvier 2014, le gouvernement fédéral a déposé le projet de loi C-22 créant la nouvelle *Loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire*. Le projet de loi a reçu la sanction royale en février 2015 et la loi est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2017. En vertu de cette loi, tous les exploitants de centrales nucléaires au Canada sont tenus de détenir une assurance de responsabilité nucléaire d'un montant donné souscrite auprès d'un assureur agréé par le gouvernement fédéral ou d'autres formes équivalentes de garantie financière approuvées par le gouvernement fédéral. La *Loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire* fera passer la limite de responsabilité en matière d'accident nucléaire d'OPG de 75 millions de dollars à une somme initiale de 650 millions de dollars, puis, progressivement chaque année suivante, à 750 millions de dollars, à 850 millions de dollars et, enfin, à 1 milliard de dollars. OPG a respecté l'exigence de limite de responsabilité de 650 millions de dollars pour 2017 et évalue actuellement la disponibilité et le coût de la prime à payer pour la couverture de 750 millions de dollars requise pour 2018.

Centrales hydroélectriques

Les centrales hydroélectriques d'OPG sont exposées aux risques associés aux exigences relatives aux débits d'eau, à l'âge des centrales et de l'équipement, à la production de base excédentaire et à la sécurité des barrages.

La mesure dans laquelle OPG peut exploiter ses centrales hydroélectriques dépend de la disponibilité de l'eau. D'importantes variations des conditions climatiques, y compris les changements climatiques, pourraient avoir une incidence sur les débits d'eau. Pour ce qui est de la production hydroélectrique réglementée d'OPG, l'incidence financière des variations de la production hydroélectrique attribuables aux écarts entre les conditions hydrologiques

prévues qui sous-tendent les tarifs réglementés de l'hydroélectricité et les conditions hydrologiques réelles est comptabilisée dans un compte d'écarts réglementaire approuvé par la CEO.

L'âge moyen des centrales hydroélectriques d'OPG est d'environ 80 ans, et la majeure partie de l'équipement de production hydroélectrique a plus de 50 ans. L'état de l'équipement et des composantes civiles attribuable à l'âge de ces composantes exige qu'OPG planifie des travaux potentiellement importants afin d'atténuer les risques de compromettre la fiabilité de certaines centrales hydroélectriques. OPG gère ces risques en effectuant des inspections et des travaux de maintenance des composantes principales ainsi qu'en passant en revue les mesures d'atténuation. En outre, OPG procède régulièrement à des examens techniques poussés et à des évaluations de l'état des centrales. Ces examens et évaluations servent à recenser les travaux qui seront nécessaires au maintien et, le cas échéant, à la mise à niveau des centrales.

La production de base excédentaire pose problème et continuera de poser problème si l'offre d'électricité est supérieure à la demande. Pour gérer cette situation, la SIERE pourrait forcer OPG à réduire la production hydroélectrique et les déversements d'eau. Un compte d'écarts réglementaire autorisé par la CEO permet d'atténuer l'incidence financière des déversements d'eau en cas de production de base excédentaire des centrales hydroélectriques réglementées d'OPG. La Société prévoit une tendance à la baisse de la production de base excédentaire en raison de la disponibilité réduite de l'énergie nucléaire découlant de la remise en état de la centrale Darlington, de la remise en état future des centrales Bruce et de la fermeture éventuelle de la centrale Pickering.

Les centrales hydroélectriques exploitent 238 barrages en Ontario où il n'existe à l'heure actuelle aucune législation sur la sécurité des barrages. Des directives techniques, publiées par le MRNF, représentent les normes gouvernementales en matière de sécurité des barrages. En règle générale, les pratiques d'OPG en matière de sécurité des barrages et de sécurité publique près des barrages dépassent les exigences minimales prescrites par les directives techniques du MRNF. En collaboration avec le MRNF, OPG continue d'élaborer une nouvelle approche fondée sur la connaissance des risques afin d'établir un ordre de priorité pour les résultats des évaluations de la sécurité des barrages. OPG pourrait éventuellement engager des coûts supplémentaires pour certains barrages qu'elle exploite afin de satisfaire à toute nouvelle exigence.

Gens et culture

Les activités d'OPG pourraient subir l'incidence d'une pénurie de ressources humaines compétentes ou ayant les compétences adéquates pour ses besoins en matière de main-d'œuvre.

La formation de nouveaux leaders et le maintien de personnel dans les postes essentiels à l'échelle d'OPG sont des facteurs déterminants du succès de cette dernière. Le transfert efficace des connaissances de ceux qui occupent les postes essentiels à l'échelle de l'organisation aux futurs leaders contribue également au succès d'OPG. OPG continue d'être exposée au risque associé à la présence ou disponibilité de ressources compétentes et expérimentées dans des secteurs spécifiques, y compris pour les postes de leadership et de gestion de projets. Afin d'atténuer ce risque, OPG maintient l'importance des programmes de planification de la relève, de développement du leadership et de gestion du savoir afin d'améliorer les compétences de sa main-d'œuvre. Il existe aussi un risque continu de déséquilibre entre les niveaux d'attrition des employés et les niveaux de ressources nécessaires pour satisfaire aux besoins commerciaux futurs d'OPG.

La production d'électricité repose sur des technologies complexes faisant appel à des travailleurs compétents et bien formés. De nombreuses fonctions au sein d'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 requalification périodique, ce qui exige une perspective à long terme de la planification de la main-d'œuvre.

Afin d'atténuer les risques susmentionnés, OPG élabore des stratégies globales de planification et de renouvellement de la main-d'œuvre et a établi des processus de surveillance continue afin de réévaluer les risques, les difficultés et les besoins de recrutement de façon régulière. OPG prévoit subvenir à ses besoins en matière de ressources

humaines en perfectionnant ses employés actuels et en embauchant du personnel dans des secteurs précis, tout en continuant à tirer parti de l'attrition par un réaménagement du travail et une simplification des processus, le cas échéant.

Au 31 décembre 2016, environ 90 % de la main-d'œuvre permanente d'OPG était représentée par un syndicat. Les conventions collectives actuelles d'OPG conclues avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique et The Society viennent à échéance respectivement le 31 mars 2018 et le 31 décembre 2018, tandis que les 19 conventions collectives conclues avec les syndicats de métiers viennent à échéance le 30 avril 2020. Par conséquent, OPG considère que la probabilité d'une interruption de travail dans un avenir rapproché est considérablement réduite.

Santé et sécurité

Les activités d'OPG comportent divers risques de sécurité au travail qui lui sont propres.

Les activités d'OPG comportent divers risques de sécurité au travail qui lui sont propres et qui pourraient nuire à l'atteinte des objectifs de la Société touchant la santé et la sécurité. OPG est résolue à s'améliorer continuellement et à atteindre son objectif ultime de zéro blessure en appliquant un système officiel de gestion de la sécurité à l'échelle de la Société, intégré dans chacun des sites d'exploitation et en continuant de favoriser une solide culture en matière de santé et de sécurité parmi les employés et les entrepreneurs. Le système de gestion de la sécurité permet à la Société de gérer de manière proactive les risques liés à la sécurité et l'exposition des employés et des entrepreneurs aux risques. En 2016, OPG a lancé une campagne à l'échelle de l'entreprise intitulée « iCare Enough to Act » visant à renouveler l'engagement des employés à l'égard de leur sécurité et de leur bien-être et de ceux des autres.

Cybersécurité

La capacité d'OPG de mener ses activités efficacement dépend notamment de l'exploitation et de la gestion efficaces, sécuritaires, attentives et résistantes des technologies de l'information et des systèmes de contrôles industriels complexes de la Société qui minimisent les cyberrisques. Les incidents liés à la cybersécurité pourraient nuire à la réputation d'OPG, à sa production d'électricité et à la sécurité du public et de ses employés.

Les incidents liés à la cybersécurité sont en hausse depuis plusieurs années et cette tendance devrait s'accroître alors que la dépendance aux technologies des organisations ne cesse de croître. OPG déploie des stratégies pour se préparer aux incidents liés à la cybersécurité, pour y répondre et reprendre ses activités après de tels incidents. OPG surveille, évalue et améliore continuellement l'efficacité de ses stratégies et programmes liés à la cybersécurité en tenant compte des pratiques de pointe du secteur et en étant proactive dans le domaine du partage des renseignements afin d'élargir ses connaissances et de s'adapter à l'évolution de l'environnement cybernétique.

Comme intervenant inscrit du marché de l'Ontario, OPG doit se conformer à toutes les obligations applicables en matière de fiabilité. Dans le cadre de la réglementation ontarienne, OPG est un producteur inscrit et doit se conformer aux normes de fiabilité associées à cette réglementation. Ces normes s'appliquent aux éléments des réseaux de production-transport établis par la North American Electric Reliability Corporation et aux installations pertinentes des réseaux de production-transport établies par le Northeast Power Coordinating Council. En outre, les actifs électroniques liés aux activités nucléaires d'OPG sont assujettis aux modalités du régime de permis de la CCSN et aux exigences réglementaires. Pour les autres actifs électroniques qui ne sont pas assujettis aux exigences réglementaires applicables, OPG a adopté, afin de gérer la cybersécurité, une approche fondée sur les risques élaborée à partir du cadre en matière de cybersécurité de la National Institute of Standards and Technology.

Pour atténuer les cyberrisques, le programme de cybersécurité d'OPG vise particulièrement à sensibiliser les employés, les entrepreneurs et les fournisseurs à ces risques, à améliorer les processus et à mettre à niveau l'infrastructure informatique. En particulier, le programme d'OPG mise sur :

1. la conformité aux exigences réglementaires et aux lois applicables;

2. l'amélioration de sa protection contre les cyberattaques et de ses capacités de détection en vue de réduire les expositions connues et potentielles en retenant les services de spécialistes externes pour évaluer la sécurité de son infrastructure et de ses contrôles informatiques;
3. l'adoption de pratiques de pointe du secteur pour réduire les cyberrisques que peuvent comporter les tiers au moyen de meilleures évaluations des risques des fournisseurs et de l'ajout d'obligations à respecter en matière de cybersécurité dans les ententes commerciales, ainsi que l'amélioration de la gouvernance;
4. l'amélioration de son intervention, de sa capacité à reprendre ses activités et des plans de continuité des activités en cas d'incident au moyen de simulations pour minimiser l'effet d'un incident sur ses activités;
5. la sensibilisation et la formation accrues en matière de cybersécurité de l'effectif au moyen de formations obligatoires annuelles, de formations ciblées à l'intention des spécialistes de ce domaine, de tests portant sur le piratage psychologique et de communications régulières à l'échelle de la Société traitant de sujets pertinents en matière de cybersécurité.

Le rôle de surveillance des activités de gestion des risques de la Société qui incombe au comité d'audit et des risques du conseil d'administration d'OPG englobe l'examen d'une mise à jour semestrielle sur la position et les programmes de la Société en matière de cybersécurité effectuée par la direction.

Fournisseurs

Si les fournisseurs stratégiques manquaient à leurs engagements ou s'il était impossible de diversifier la liste de fournisseurs, cela pourrait nuire au rendement opérationnel et aux projets, aux résultats financiers et à la réputation d'OPG.

La capacité d'OPG de mener ses activités de manière efficace dépend en partie de son accès en temps opportun à des fournisseurs d'équipement, de matériel et de services. La perte de fournisseurs clés d'équipement, de matériel et de services, particulièrement pour le secteur de la production nucléaire, pourrait avoir une incidence sur la capacité d'OPG de mener ses activités de manière efficace ou de réaliser de grands projets de développement ou d'autres programmes d'investissement. OPG atténue ce risque dans la mesure du possible par la négociation de contrats et de modalités, par une surveillance et une diversification de ses fournisseurs, et par des plans de continuité des activités.

Poursuite des activités et gestion des situations d'urgence

Les catastrophes naturelles, les aléas technologiques ou les accidents d'origine humaine peuvent avoir une incidence sur la poursuite des activités d'OPG.

OPG est exposée à des incidents possibles ou réels ou à des événements causés par des températures, des précipitations ou un régime des vents extrêmes ou par des catastrophes naturelles, des aléas technologiques ou des accidents d'origine humaine; à des événements importants pour lesquels elle n'est pas pleinement assurée ou ne serait pas indemnisée; ou à des parties qui pourraient ne pas respecter leurs obligations en matière d'indemnisation. Ces incidents risquent de causer l'interruption des activités, laquelle pourrait se solder par une baisse des revenus de production ou par des coûts additionnels pour réparer les dommages et rétablir les activités.

Le programme de continuité des activités d'OPG fournit un cadre qui rend les processus opérationnels essentiels résilients, notamment en facilitant l'élaboration de plans d'intervention en cas de risque et d'exercices de continuité des activités. Le programme de gestion des situations d'urgence d'OPG veille à ce que la Société gère les situations d'urgence efficacement en temps opportun. Le programme d'OPG et les procédures permettent de mettre en œuvre immédiatement les mesures nécessaires pour protéger la santé et la sécurité des employés et du public et contenir l'incidence de l'événement sur la sécurité du site, la capacité de production et l'environnement. Les éléments du programme sont conçus pour répondre aux exigences légales et réglementaires.

Risques pouvant compromettre l'excellence des projets

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

OPG a entrepris plusieurs projets de grande envergure nécessitant des investissements considérables. OPG pourrait subir certaines conséquences si elle se révélait incapable d'obtenir les approbations nécessaires, de mobiliser les capitaux nécessaires, de gérer efficacement ces projets dans le respect de l'échéancier et du budget, ou de recouvrer en entier les dépenses en capital et de dégager un rendement financier adéquat en temps opportun. Ces projets peuvent également avoir des répercussions notables sur la capacité d'emprunt et la notation de crédit d'OPG. Certains projets pourraient finir par être réévalués comme étant non viables sur le plan économique. Les risques associés aux principaux projets en cours d'OPG sont décrits ci-après.

Remise en état de la centrale Darlington

OPG est responsable de la gestion du projet de remise en état de la centrale Darlington, y compris du budget et du calendrier du projet, et continue de gérer systématiquement tous les risques associés au projet par de solides pratiques de gestion des risques. OPG court un risque financier et un risque de réputation si les coûts réels dépassaient le budget ou si elle ne respectait pas l'échéancier du projet. En outre, si les objectifs de la remise en état n'étaient pas atteints, il pourrait en résulter des interruptions forcées futures et des interruptions planifiées plus complexes, ce qui pourrait avoir une incidence sur le rendement ou la durée de vie utile de la centrale après sa remise en état. Si OPG ne parvenait pas à effectuer la remise en état de la première unité comme prévu, la remise en état des autres unités pourrait être compromise, ce qui, en plus de la fin prévue des activités commerciales de la centrale Pickering, pourrait signifier la fermeture de la plupart des centrales nucléaires d'OPG d'ici la fin de 2020.

OPG gère et atténue un certain nombre de risques spécifiques au projet de remise en état de la centrale Darlington, entre autres les risques liés au rendement d'OPG et des fournisseurs, les risques liés aux retards ou à la productivité, les risques financiers liés à la hausse des coûts, les risques techniques comme l'état du matériel qui pourrait entraîner des dépassements de coûts, et les risques liés à l'exécution comme l'incapacité de bloquer l'accès des matières étrangères au circuit caloporteur qui pourrait se traduire par des risques opérationnels après la remise en état.

Afin d'atténuer les risques susmentionnés ci-dessus et de tirer parti de son expérience de remise en état d'autres centrales nucléaires et de réalisation de vastes projets complexes, OPG a exécuté une phase de planification détaillée du projet sur cinq ans, de manière à déterminer l'envergure du projet, à estimer les coûts avec rigueur d'après des pratiques exemplaires et à intégrer l'expérience acquise dans le cadre de remise en état d'autres centrales nucléaires. La phase de planification a compris la conception détaillée de la remise en état des unités dans le but de définir précisément l'étendue du projet et les besoins en matériaux. D'autres mesures d'atténuation des risques ont été mises en œuvre, dont la construction d'un modèle de réacteur grandeur nature servant à la formation, par la simulation des tâches à exécuter au cours de la remise en état des unités.

Une grande partie des coûts de remise en état de la centrale Darlington est payée à des sous-traitants et des fournisseurs, notamment les fournisseurs de services retenus pour concevoir, fournir et construire les composantes du projet. Il existe un risque qu'à mesure que le volume de travail augmentera de façon importante, des lacunes de capacité d'exécution et de performance fournisseurs compromettent les objectifs et les livrables du projet. La stratégie de gestion des risques d'OPG prévoit que les sous-traitants seront responsables de leur prestation et que des sorties de projet appropriées seront en place. Dans le but de réduire son risque financier global, OPG met en œuvre une stratégie d'attribution de contrats qui prévoit un partage des risques avec les principaux fournisseurs de façon économique, le cas échéant. Par ailleurs, il y a un risque accru qu'un sous-traitant déclenche un événement compromettant la sécurité, ce qui pourrait entacher la réputation d'OPG. Les mesures d'atténuation des risques comprennent une planification concertée de la phase d'exécution, un programme d'amélioration de la performance

humaine, une gestion des risques active, une présence accrue du personnel de supervision sur le terrain et de l'aide aux fournisseurs pour éliminer les obstacles à l'exécution du travail. OPG doit aussi gérer d'autres risques constants qui pourraient nuire au projet, comme le maintien en poste de leaders chevronnés au sein d'OPG et de ses fournisseurs de services, ainsi que l'accès à des ressources techniques pendant la réalisation du projet.

Un sous-traitant indépendant est chargé de la surveillance de la phase d'exécution du projet, faisant rapport à l'équipe de direction du projet et au conseil d'administration d'OPG. En outre, le ministère de l'Énergie de l'Ontario a retenu les services d'un consultant externe pour surveiller le projet et faire rapport au ministre de l'Énergie.

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

OPG, appuyée par les municipalités de Bruce County, propose, comme solution privilégiée, de construire et d'exploiter un dépôt géologique en profondeur pour la gestion sécuritaire à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité. Bien que ce projet bénéficie d'un large soutien stable au sein des collectivités locales, des blocs de résistance au projet se manifestent. OPG est actuellement en attente de la décision de la ministre de l'Environnement et du Changement climatique du gouvernement fédéral sur l'EE du projet, obligatoire à l'obtention du permis de préparation et de construction du site. Des contestations politiques ou judiciaires risquent de retarder l'approbation de l'EE ou la délivrance du permis pour la préparation et la construction du site. OPG poursuivra son engagement auprès des Nations Ojibway Saugeen en vue d'obtenir leur soutien au projet de dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité.

Autres projets de développement

Les projets qui sont à des étapes initiales de développement sont exposés à des retards dans l'avancement des travaux ou à des annulations possibles en raison de retards imprévus dans la réception des permis ou des approbations, ou bien dans la confirmation adéquate du recouvrement des coûts liés au projet grâce à des mécanismes de revenus, qui peuvent inclure diverses parties prenantes externes. OPG s'efforce d'atténuer ces risques en contactant rapidement les organismes gouvernementaux concernés et en entrant régulièrement en communication avec eux, en consultant diligemment les parties prenantes externes et en surveillant continuellement la conformité de l'entrepreneur quant à l'obtention des permis. Les projets en phase d'exécution sont assujettis aux risques inhérents liés au rendement par rapport aux budgets et à l'échéancier approuvés. Les activités d'atténuation de ces risques comprennent l'exécution de plans techniques poussés avant de procéder à la réalisation, le recours à des fournisseurs qualifiés et expérimentés et une surveillance et un contrôle efficaces de la performance.

Ces projets de développement 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 afin de recenser les problèmes nouveaux et de veiller à gérer et à limiter toute hausse des coûts, lorsque cela est possible, par des stratégies appropriées d'attribution de contrats.

Risques liés au maintien de la vigueur financière

Les risques liés à la réglementation des tarifs, aux marchés des capitaux et aux obligations à long terme pourraient entraver de façon significative le rendement financier d'OPG. En outre, la Société est exposée aux risques comme la faiblesse de la demande d'électricité, le déplacement de la production des concurrents et le risque financier associé à la négociation d'énergie.

Les tarifs réglementés futurs pourraient empêcher OPG d'atteindre un rendement financier régulier comparable à celui d'une entreprise commerciale. OPG est exposée à un certain nombre d'autres risques financiers importants, dont bon nombre découlent de la baisse de la consommation d'électricité, des sources d'énergie concurrentes, de l'exposition d'OPG au risque lié à la volatilité des marchés des marchandises et des actions, et aux fluctuations des taux d'intérêt. Cela comprend les risques liés aux obligations et les coûts liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite de la Société qui subissent l'incidence des fluctuations des marchés et des

taux d'intérêt. OPG gère ces nombreux risques complexes dans le but de réduire l'incertitude ou d'atténuer leur incidence négative potentielle sur les résultats financiers.

Réglementation des tarifs

D'importantes incertitudes demeurent quant à l'issue des instances générales et tarifaires qui ont une incidence sur les tarifs réglementés pour les activités à tarifs réglementés d'OPG.

Il existe un risque que les tarifs réglementés établis par la CEO ne permettent pas de recouvrer tous les coûts réels qui seront engagés au titre des activités à tarifs réglementés d'OPG ou empêchent les activités à tarifs réglementés de générer un rendement fondé sur les résultats réels. Il pourrait survenir si, au moment de fixer les tarifs réglementés, la CEO apportait des changements aux prévisions soumises par OPG, si la production et les coûts réels différaient considérablement des prévisions approuvées par la CEO et si OPG n'arrivait pas à réaliser d'autres gains d'efficacité pour satisfaire aux facteurs de productivité supplémentaire approuvés par la CEO qui devraient être inclus dans les tarifs réglementés établis selon une tarification fondée sur une réglementation incitative. Les écarts entre la production et les coûts réels et la production et les coûts prévus pourraient découler des risques liés aux interruptions ou à l'exécution d'un projet. Lorsqu'elle fournit les preuves en vue d'étayer ses demandes de tarifs réglementés, OPG s'applique à démontrer clairement à la CEO que les coûts des activités réglementées sont raisonnables, engagés de façon prudente et qu'ils devraient être recouverts en entier.

Certains écarts entre les éléments des besoins en revenus approuvés par la CEO et les résultats réels d'OPG sont comptabilisés dans les comptes d'écarts et de report approuvés par la CEO en vue de l'examen futur de la CEO, y compris plusieurs comptes qui font l'objet d'un examen du critère de prudence de la CEO. Il existe une incertitude inhérente associée aux résultats des futures instances quant à l'utilisation de ces soldes.

Proposition de méthodes de tarification fondée sur une réglementation incitative

En mai 2016, OPG a déposé auprès de la CEO une demande de nouveaux tarifs réglementés pour une période de cinq ans, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2017, fixés selon une méthode de tarification fondée sur une réglementation incitative pour les activités hydroélectriques et fixés selon un cadre de réglementation incitative pour les activités nucléaires. Si elle est acceptée par la CEO, les deux approches donneraient lieu à un plus grand découplage entre les revenus d'OPG et les coûts pour les activités réglementées, ce qui accroît le risque que les activités réglementées ne dégagent pas un rendement approprié selon les coûts réels engagés. La décision de la CEO à l'égard de la demande d'OPG devrait être rendue au deuxième semestre de 2017.

Date d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs réglementés

Il existe des incertitudes inhérentes à la date d'entrée en vigueur qu'établira la CEO pour les nouveaux tarifs réglementés fondés sur la demande de mai 2016 d'OPG. OPG a demandé que la date d'entrée en vigueur soit le 1^{er} janvier 2017. La décision de la CEO sur la date d'entrée en vigueur et le moment où la CEO rendra sa décision sur cette question pourraient avoir une incidence importante sur les résultats de 2017 d'OPG. Jusqu'à ce que la CEO rende sa décision, le maintien des tarifs réglementés en place devrait entraîner une baisse des revenus, tout particulièrement pour le secteur Production nucléaire réglementée, et une diminution du RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu en 2017 par rapport à celui de 2016. En décembre 2016, la CEO a publié une ordonnance dans laquelle elle déclarait que les tarifs réglementés actuels étaient provisoires, de sorte qu'elle a toujours la capacité de faire en sorte que les nouveaux tarifs réglementés soient en vigueur le 1^{er} janvier 2017.

Proposition de nivellement des tarifs pour la production nucléaire

Conformément aux exigences du *Règlement de l'Ontario 53/05*, la demande de mai 2016 d'OPG intègre une proposition de nivellement des tarifs pour la production nucléaire en vertu de laquelle une partie des besoins en revenus approuvés pour les activités nucléaires sera reportée pour rentrée future. Il existe un risque inhérent que l'ampleur du report ordonné par la CEO donne lieu à des prix réglementés qui ne fournissent pas des flux de

trésorerie suffisants pour que la Société réalise ses objectifs financiers d'une façon optimale, y compris qu'elle garantisse des liquidités suffisantes, un financement économique du projet de remise en état de Darlington et d'autres dépenses, et qu'elle maintienne les notations de crédit de première qualité de la Société. Le maintien à des niveaux adéquats des données sur le crédit permettra à OPG de conserver une notation de crédit de première qualité. Par conséquent, OPG a présenté ces données sur le crédit comme un critère important dont la CEO doit se servir pour déterminer les tarifs réglementés de base nivelés pour la production nucléaire.

Recouvrement des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires

La CEO mène actuellement une consultation dans les secteurs du gaz et de l'électricité devant mener à l'élaboration des principes normatifs qui orienteront son examen à venir des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite des services publics à tarifs réglementés, y compris l'établissement des mécanismes réglementaires appropriés pour le recouvrement des coûts. Selon la décision de novembre 2014 de la CEO établissant les tarifs réglementés existants d'OPG, le remplacement possible de la méthode de la comptabilité d'engagement pour le recouvrement des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite serait abordé dans le cadre de la prochaine instance tarifaire une fois que serait connu le résultat de l'instance générale de la CEO sur le traitement réglementaire et le recouvrement des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires. Aussi, selon la décision, le recouvrement futur, le cas échéant, des montants comptabilisés dans le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement, autorisé par cette décision de comptabiliser l'écart entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG pour les activités à tarifs réglementés calculé au moyen de la méthode de la comptabilité d'engagement et les dépenses au comptant réelles d'OPG pour ces régimes, serait aussi assujéti au résultat de l'instance générale. Par conséquent, le résultat de la consultation en cours pourrait avoir une incidence importante sur la capacité d'OPG de recouvrer le solde comptabilisé dans le compte de report, ainsi que sur la capacité de la Société de recouvrer entièrement les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite dans l'avenir. L'incapacité de recouvrer ces montants aurait des conséquences négatives importantes sur les résultats financiers futurs d'OPG. OPG participe à la consultation de la CEO et défend la pertinence d'appliquer la méthode de la comptabilité d'engagement à des fins de recouvrement des coûts.

Obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement de centrales nucléaires et Fonds distincts nucléaires

Les changements apportés à l'estimation des coûts ou aux stratégies pour les obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement de centrales nucléaires pourraient se répercuter sur les cotisations futures d'OPG aux Fonds distincts nucléaires visant à couvrir ces obligations.

Comme l'exige la CCSN, OPG est responsable de la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité, et du déclassement de ses centrales nucléaires et de ses installations de gestion des déchets nucléaires. L'estimation des coûts pour les obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement de centrales nucléaires d'OPG est fondée sur différentes hypothèses et estimations sous-jacentes qui comportent une incertitude inhérente et pourraient évoluer au fil du temps. Parmi ces hypothèses, citons les dates de fin de vie des centrales, les volumes de déchets, les méthodes d'évacuation des déchets, le calendrier de la construction envisagée d'installations d'évacuation des déchets, les systèmes de conditionnement des déchets, la stratégie de déclassement et les indicateurs financiers. Afin d'atténuer cette incertitude inhérente, OPG procède à un examen complet des hypothèses sous-jacentes et des estimations des coûts de base au moins une fois tous les cinq ans en phase avec le processus requis de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA. La dernière mise à jour complète des obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement a été réalisée dans le cadre du plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA, lequel a été approuvé par la Province en décembre 2016. Un plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA établit les cotisations qu'OPG doit verser aux Fonds distincts nucléaires. Les modifications des niveaux de cotisation évoluent selon les variations de la valeur des

Fonds distincts nucléaires ainsi que d'après les changements survenus dans les obligations de capitalisation connexes liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement de centrales nucléaires. Selon le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA, à l'heure actuelle, aucune cotisation ne doit être versée dans les Fonds distincts nucléaires. Des cotisations futures pourraient être nécessaires dans l'avenir si les Fonds distincts nucléaires n'étaient pas suffisamment capitalisés selon l'obligation de capitalisation d'un nouveau plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA.

Marchés des capitaux

La valeur de marché des placements détenus par les Fonds distincts nucléaires et le régime de retraite agréé d'OPG pourrait être nettement touchée par les variations de divers facteurs du marché, comme les cours boursiers, les taux d'intérêt, l'inflation et le prix des marchandises.

Risque de marché des Fonds distincts nucléaires

Les placements détenus dans les Fonds distincts nucléaires sont répartis dans certaines catégories d'actifs, comme titres à revenu fixe, actions canadiennes, actions internationales, fonds groupés, infrastructures, agriculture et immobilier. Ces fonds sont gérés de façon à atteindre, à long terme, la cible de rendement fondée sur le taux d'actualisation précisé dans l'ONFA pour financer les dépenses liées à la gestion à long terme du combustible irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité après la fermeture d'une centrale, et au déclassement des centrales nucléaires et des installations de gestion des déchets nucléaires d'OPG. Le rendement de ces fonds distincts est tributaire de divers facteurs comme la conjoncture actuelle et future des marchés des capitaux, qui est intrinsèquement incertaine. La composition de l'actif des Fonds est établie conjointement par OPG et la Province conformément à l'ONFA.

En ce qui a trait au Fonds distinct pour combustible irradié, la Province garantit un taux de rendement annuel de 3,25 %, majoré de la variation de l'IPC de l'Ontario, comme défini par l'ONFA, pour la portion du fonds attribuée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié. Ainsi, toute variation de la portion du fonds attribuée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié a une incidence sur les bénéfices d'OPG dès lors que l'IPC de l'Ontario varie. OPG est exposée au risque de marché lié à l'investissement des fonds réservés dans le Fonds distinct pour combustible irradié pour les grappes de combustible irradié en excédent du seuil de 2,23 millions. OPG est aussi exposée au risque de marché lié à l'investissement des fonds réservés dans le Fonds distinct de déclassement.

Conformément à la méthode de recouvrement des coûts établie par la CEO, le rendement de la portion des Fonds distincts nucléaires attribuée aux centrales nucléaires louées à Bruce Power dépendait du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce. Le compte d'écarts atténue partiellement l'incidence sur les bénéfices du risque lié au taux de rendement pour les Fonds distincts nucléaires, car il englobe les écarts entre le rendement réel et le rendement prévu des Fonds distincts nucléaires se rapportant à ces centrales nucléaires. Le rendement prévu désigne le rendement approuvé par la CEO dans l'établissement des tarifs réglementés pour la production nucléaire. Les bénéfices d'OPG sont exposés au risque lié au taux de rendement de la portion des Fonds distincts nucléaires relative aux centrales nucléaires Pickering et Darlington selon la méthode de recouvrement des coûts approuvée par la CEO. L'incidence sur l'état des résultats de ce risque lié au taux de rendement est atténuée lorsque les Fonds distincts nucléaires sont entièrement capitalisés. Au 31 décembre 2016, la surcapitalisation du Fonds distinct de déclassement atteignait 21 % alors que le Fonds distinct pour combustible irradié était légèrement surcapitalisé, soit à moins de 1 %.

Risque à l'égard des obligations liées aux avantages postérieurs à l'emploi

Les obligations liées aux avantages postérieurs à l'emploi d'OPG comprennent les régimes de retraite, l'assurance-vie collective, l'assurance de soins de santé et l'assurance en cas d'invalidité prolongée. Les coûts et obligations au titre des avantages complémentaires de retraite et les cotisations d'OPG aux régimes de retraite pourraient être considérablement touchés dans l'avenir par divers facteurs, dont la variation des taux d'actualisation et des taux d'inflation, la modification des autres hypothèses actuarielles, les rendements futurs des placements, les gains et pertes actuariels, la situation de capitalisation des régimes de retraite, la variation des prestations, des changements dans l'environnement réglementaire, y compris des modifications éventuelles à la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario), des changements dans les activités d'OPG et l'incertitude de mesure inhérente à l'évaluation actuarielle.

Le régime de retraite agréé d'OPG, qui couvre la plupart de ses employés et de ses retraités, est un régime contributif à prestations déterminées, indexé pour tenir compte de l'inflation. 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 dernière évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG pour la période de trois ans allant jusqu'en 2018 a été effectuée en date du 1^{er} janvier 2016. Les évaluations actuarielles futures comportent un risque inhérent que les obligations de capitalisation d'OPG augmentent en raison des conditions du marché et de l'économie. S'il survenait une baisse importante sur les marchés des capitaux, l'évaluation actuarielle pourrait devoir être mise à jour immédiatement afin de rendre compte de la détérioration de la situation de capitalisation. OPG continue d'évaluer les obligations en matière de cotisations au régime de retraite agréé, y compris la date des évaluations actuarielles futures. La prochaine évaluation actuarielle aux fins de capitalisation du régime de retraite agréé d'OPG doit être en date du 1^{er} janvier 2019 au plus tard. Les obligations d'OPG au titre des avantages complémentaires de retraite ne sont pas capitalisées et les prestations sont versées au personnel à même les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, ou d'autres sources de liquidités.

Marchés des marchandises

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

Afin de gérer le risque de hausses imprévisibles du prix des combustibles, la Société a des programmes de couverture sur combustibles qui comprennent des contrats à prix fixes et à prix indexés.

Les besoins en combustible d'OPG qui font l'objet d'une couverture sont présentés en pourcentage dans le tableau ci-après. Ces chiffres sont fondés sur des prévisions annuelles combinées de production d'électricité et de sources d'approvisionnement et peuvent donc changer lorsque les prévisions sont mises à jour.

	2017	2018	2019
Besoins en combustible estimatifs couverts ¹	75 %	76 %	65 %

¹ Représentent la tranche approximative en mégawattheures de la production prévue (et les objectifs de fin d'exercice pour le stock de combustible) de tous les types d'installations exploitées par OPG (nucléaires, hydroélectriques et thermiques) pour laquelle la Société a conclu des ententes ou a des obligations contractuelles pour garantir le prix du combustible, ou qui est assujettie à la réglementation. Dans le cas de la production hydroélectrique, il s'agit des frais sur les revenus bruts et des charges au titre des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique. Les stocks de combustible excédentaires (nucléaires ou thermiques) pendant une année donnée sont attribués à l'année suivante afin de mesurer les ratios de couverture.

Change

Les bénéfices et les flux de trésorerie d'OPG peuvent être touchés par des fluctuations du dollar américain relativement au dollar canadien.

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 et certains services et fournitures achetés pour les centrales et les principaux projets de développement sont surtout libellés en dollars américains ou liés à celui-ci. Pour gérer ce risque, OPG a recours à divers instruments financiers, comme les contrats à terme et les dérivés, en conformité avec les politiques de gestion des risques approuvées. Au 31 décembre 2016, OPG avait des contrats de change à terme en cours d'un notional de 9 millions de dollars américains.

Négociation

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

Les activités de négociation d'électricité 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. La principale mesure utilisée pour évaluer le risque financier lié aux activités de négociation est la valeur à risque (« VaR »), laquelle est définie comme la perte potentielle maximale probabiliste future d'un portefeuille en termes monétaires, en fonction de conditions de marché normales et pour une période déterminée. Au cours de 2016 et 2015, l'utilisation de la VaR a fluctué dans une fourchette s'échelonnant de néant à 1,5 million de dollars.

Crédit

La détérioration du crédit des contreparties et la non-rentabilité des fournisseurs et des entrepreneurs 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 d'électricité, des activités de négociation d'électricité, des activités de couverture, des activités de trésorerie, y compris les activités d'investissement, 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. Conformément aux exigences de soutien prudentielles de la SIERE, les intervenants du marché sont tenus de fournir des garanties pour couvrir les fonds qu'ils peuvent devoir au marché.

Parmi les autres principales composantes du risque de crédit d'OPG, citons celles associées aux fournisseurs de services et de produits liés par contrat. OPG gère le risque lié aux divers fournisseurs ou « risque de contrepartie » en évaluant leur situation financière et en s'assurant que la Société détienne des garanties appropriées ou d'autres formes de sûretés.

Le tableau qui suit présente un sommaire de l'exposition d'OPG au risque de crédit de toutes les contreparties du fait des activités de transaction et de négociation de l'électricité, au 31 décembre 2016 :

Notation de crédit ¹	Nombre de contreparties ²	Risque possible ³ (en millions de dollars)	Risque possible pour les contreparties les plus importantes	
			Nombre de contreparties	Risque de contrepartie (en millions de dollars)
Qualité supérieure	11	11	5	9
SIERE ⁴	1	421	1	422
Total	12	432	6	431

¹ Les notations sont le résultat de l'analyse faite par OPG, qui s'appuie sur les analyses disponibles faites par 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 est une estimation des montants à recevoir pour les ventes d'électricité d'OPG sur le marché de la SIERE. Le risque de crédit et les montants à recevoir qui y sont associés varient chaque mois en fonction des ventes d'électricité. Le montant mensuel à recevoir de la SIERE est généralement versé à OPG au cours du mois suivant conformément au calendrier des versements de la SIERE.

Liquidités

Une hausse des exigences de liquidités peut avoir des répercussions sur les projets de dépenses en immobilisations d'OPG et sur sa capacité à s'acquitter de ses obligations financières.

OPG exerce ses activités dans un secteur hautement capitalistique. Des ressources financières importantes sont nécessaires au financement des principaux projets de développement et des autres projets d'amélioration des immobilisations, y compris le projet de remise en état de la centrale Darlington. De plus, la Société a d'autres dépenses importantes comme les cotisations à la caisse de retraite et aux Fonds distincts nucléaires, les paiements au titre des régimes d'avantages complémentaires de retraite et autres avantages du personnel, les dépenses sur des passifs nucléaires non admissibles à un remboursement à même les Fonds distincts nucléaires, le remboursement de dettes à l'échéance auprès de la SFIEO, et les investissements dans de nouvelles capacités de production et d'autres possibilités de croissance pour l'entreprise. OPG doit s'assurer d'avoir la capacité financière et un accès suffisant à un financement abordable pour financer ses besoins de capitaux et d'autres décaissements. Pour soutenir cet objectif, OPG utilise plusieurs sources et prévoit la disponibilité des fonds, surveille activement les besoins en financement et met tout en œuvre pour conserver des notations de crédit de première qualité. La rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement* traite plus en détail des liquidités de l'entreprise.

Production liée par contrat

OPG pourrait engager des coûts si les actifs de production liée par contrat n'atteignent pas leurs cibles de rendement aux termes des CAE avec la SIERE ou d'autres contrats à long terme. Il y a également un risque, à l'échéance des CAE, qu'aucune autre CAE ne puisse être conclue.

Les centrales de la Société visées par des CAE avec la SIERE ou par d'autres contrats à long terme doivent respecter des cibles en matière de disponibilité et de production stipulées dans leurs contrats respectifs. OPG pourrait engager des dépenses et d'autres coûts si les niveaux de capacité et de production de ces centrales ne respectaient pas les niveaux requis. Ce risque est atténué par la mise en œuvre de programmes de maintenance, d'investissement et d'autres programmes, selon le cas.

Les centrales thermiques détenues ou détenues en copropriété par OPG sont visées par des CAE avec la SIERE ou d'autres contrats à long terme. En décembre 2016, les gouvernements de l'Ontario et du Québec ont signé une entente en matière d'échange d'énergie électrique qui permettra à l'Ontario d'importer jusqu'à 2 TWh d'hydroélectricité du Québec par année, de 2017 à 2023. Cela permettra de remplacer une partie de la production alimentée au gaz en Ontario. Bien qu'OPG prévoie que ses centrales thermiques continueront d'offrir une capacité sur le marché pour la durée des contrats respectifs, il existe un risque, à l'échéance des contrats actuels, qu'aucun autre contrat ne puisse être conclu pour ces centrales ou ne puisse l'être selon des modalités rentables.

Marché de l'électricité de l'Ontario

La conjoncture du marché de l'électricité de l'Ontario pourrait influencer sur les revenus et les activités d'OPG.

Les revenus d'OPG subissent l'incidence de facteurs externes liés au marché de l'électricité, notamment l'arrivée de nouveaux participants sur le marché ontarien, les activités concurrentielles des participants au marché, la demande d'électricité en Ontario, les changements à la réglementation de protection de l'environnement et les tarifs d'électricité de gros dans les marchés interconnectés.

La structure du marché de l'électricité de l'Ontario est assujettie à la réglementation et aux règles du marché, et des changements apportés à ces derniers pourraient influencer sur les revenus d'OPG. La Province, la SIERE, la CEO ou une autre entité ou un autre organisme de réglementation peut modifier la réglementation et les règles, ou en instituer de nouvelles, ce qui pourrait avoir une incidence sur la capacité d'OPG de dégager des revenus et de récupérer les coûts appropriés et d'obtenir un rendement approprié sur les actifs.

Propriété provinciale

L'engagement d'OPG à maximiser le rendement de l'investissement de l'actionnaire dans la Société pourrait faire concurrence à l'obligation de l'actionnaire de réagir sur une grande diversité de questions en sa qualité de gouvernement de l'Ontario.

La Province détient la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'OPG. Par conséquent, la Province, représentée par le ministère de l'Énergie de l'Ontario, a le pouvoir de nommer les membres du conseil d'administration d'OPG. OPG pourrait recevoir de son actionnaire des directives, aux termes de l'article 108 de la LSAO, qui influencent directement les décisions importantes, y compris celles qui se rapportent au développement de projets, au calendrier et à la stratégie à l'égard des demandes de tarifs réglementés, au dessaisissement d'actifs, à la structure financière et du capital, la forçant ainsi à entreprendre des activités qui entraînent une augmentation des dépenses, ou qui réduisent les revenus ou les flux de trésorerie, par rapport aux activités ou aux stratégies qui auraient autrement été entreprises, ou qui augmentent le risque financier ou le risque de réputation que court la Société. En outre, l'obligation de l'actionnaire d'OPG de réagir sur une grande diversité de questions en sa qualité de gouvernement de l'Ontario pourrait faire concurrence à l'engagement d'OPG à maximiser le rendement de l'investissement de l'actionnaire dans la Société. Cela comprend, entre autres, les mesures prises par la Province pour atténuer l'incidence de la hausse des tarifs d'électricité sur les consommateurs.

Modifications législatives des gouvernements

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

Les activités de base et la stratégie d'OPG peuvent être touchées par des modifications aux lois et aux règlements provinciaux et fédéraux. Les questions soumises à la réglementation comprennent, entre autres, la réglementation des tarifs, les activités de production d'électricité, la gestion des déchets nucléaires et le déclassement de centrales nucléaires, ainsi que la fiscalité. Les organismes de réglementations peuvent modifier la réglementation ou les règles, ou en adopter de nouvelles, comme de nouvelles exigences en matière d'aptitude au travail pour la

production nucléaire qui feraient en sorte d'augmenter les coûts d'OPG, de diminuer les revenus d'OPG, ou de limiter la capacité de la Société à récupérer les coûts appropriés ou à obtenir un rendement approprié sur les actifs.

Étant donné que les exigences légales évoluent et sont sujettes à interprétation, OPG n'est pas en mesure de prédire l'incidence de ces modifications sur la Société et ses activités. Pour atténuer les risques liés à la législation, OPG continue de surveiller les activités des gouvernements fédéral et provincial afin de déterminer si les lois futures auront une incidence sur la Société, et d'avoir une intervention active auprès de ceux-ci.

Risques liés au maintien de l'acceptation sociale de nos activités

OPG est exposée aux risques associés à l'acceptation sociale de ses activités et à son profil public en raison des changements d'opinion des diverses parties prenantes, y compris les collectivités locales, les clients ontariens, les organismes gouvernementaux et les collectivités autochtones. En outre, l'incapacité à atteindre une excellence opérationnelle, à obtenir l'excellence des projets de façon sécuritaire et fiable et à maintenir la vigueur financière pourrait avoir une incidence sur l'acceptation sociale des activités d'OPG.

Il est essentiel à la réussite d'OPG de maintenir la confiance du public et de répondre aux attentes des parties prenantes et des collectivités autochtones. OPG s'efforce d'établir et de maintenir l'acceptation sociale de ses activités et la réputation de la Société au moyen d'activités respectueuses de l'environnement, fiables et sécuritaires ainsi que de programmes d'engagement social à l'échelle de la Province. L'incapacité de maintenir des activités fiables et sécuritaires pourrait nuire à la réputation d'OPG et se traduire par la perte du soutien du public.

OPG a des pratiques de gouvernance transparentes et continue à accroître l'efficacité de la communication avec les collectivités autochtones et les parties prenantes, ainsi que de la consultation auprès d'eux. Des campagnes médiatiques servent à renforcer l'acceptation sociale des activités d'OPG, en soulignant la contribution de la Société à titre de producteur d'énergie propre qui est engagé envers la sécurité, l'environnement et les partenariats avec les collectivités. OPG met sur pied diverses activités d'assurance et de gestion des risques afin de gérer efficacement les risques pour l'acceptation sociale de ses activités et sa réputation. Des plans de gestion et d'intervention en cas de problème sont élaborés afin de traiter les éléments qui posent problème à mesure qu'ils se présentent.

Collectivités autochtones

La qualité des relations avec les collectivités autochtones et l'issue des négociations avec elles peuvent avoir une incidence sur les projets et le rendement financier, de même que sur l'acceptation sociale des activités d'OPG.

OPG peut faire l'objet de plaintes des collectivités autochtones. Ces plaintes peuvent découler des projets et des aménagements d'installations de production liés à l'exploitation actuelle d'OPG, à l'exploitation passée du prédécesseur d'OPG, soit Ontario Hydro, pouvant avoir eu une incidence sur les droits des collectivités autochtones ou leurs droits issus de traités.

OPG a une politique sur les relations avec les Autochtones qui définit l'engagement de la Société de nouer et d'entretenir de façon proactive des relations positives avec ces collectivités autochtones. OPG a réussi à résoudre un certain nombre des griefs déposés par les collectivités autochtones. Cependant, l'issue des négociations en cours et de toute négociation future dépend d'un certain nombre de facteurs, y compris les lois, les règlements et les précédents créés par les décisions des tribunaux, qui peuvent changer au fil du temps. OPG poursuit également le développement d'installations de production en partenariat avec des collectivités autochtones dans le cadre d'ententes commerciales à long terme mutuellement avantageuses.

Risques environnementaux

OPG peut faire l'objet d'ordonnances ou d'accusations si elle ne se conforme pas aux lois environnementales applicables. Des changements dans les exigences des règlements sur l'environnement peuvent mener à la non-conformité de certaines activités existantes, à l'incapacité possible de se conformer, à des coûts et à des responsabilités éventuelles pour OPG.

Des modifications apportées aux lois environnementales pourraient créer des risques de conformité et donner lieu à des responsabilités éventuelles qui pourraient nécessiter l'installation de technologies de contrôle, le développement de nouveaux processus, l'achat de quotas ou de crédits compensatoires, ou la réduction de la production d'électricité. Le fait d'enfreindre les lois environnementales applicables pourrait donner lieu à des mesures coercitives, y compris des ordonnances ou des accusations. 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. Il y a également un risque qu'OPG doive engager des coûts additionnels afin de répondre aux exigences du programme de conservation du patrimoine aux termes de la *Loi sur le patrimoine de l'Ontario*.

Parmi les changements réglementaires éventuels en matière d'environnement qui sont gérés comme des risques par la Société, mentionnons les contraintes liées à la production d'électricité et les exigences concernant la gestion des débits d'eau pour protéger le poisson et son habitat, les exigences élargies sur les passages à poisson et les normes visant à diminuer la concentration de tritium dans la nappe phréatique et l'eau potable. Ces changements pourraient avoir une incidence sur les activités des centrales et accroître les coûts. OPG continue de surveiller et de contrer les risques associés aux changements éventuels aux lois et règlements sur l'environnement. Aucune modification importante n'a été apportée à la législation environnementale applicable à OPG en 2016.

OPG reconnaît que des efforts doivent être déployés pour faire face aux effets des changements climatiques et considère que l'adaptation à ces changements est un enjeu stratégique pour la Société. OPG suit le développement de la science du climat, les activités d'adaptation et les changements éventuels de politiques et d'exigences réglementaires. OPG continue de collaborer avec les parties prenantes pour mieux définir les besoins d'adaptation au moyen d'analyses et comprendre les répercussions des changements climatiques sur les bassins hydrologiques et sur l'offre et la demande d'électricité. Une fois les besoins d'adaptation mieux connus, une analyse fondée sur les risques aidera OPG à déterminer l'ampleur des efforts qu'elle devra consacrer à la réduction de l'impact des changements climatiques sur ses activités.

Un programme de plafonnement des émissions et d'échange de droits d'émission sur le marché du carbone est entré en vigueur en janvier 2017 en Ontario. Ce programme ne devrait pas avoir d'incidence économique défavorable importante sur OPG puisque le parc de centrales de la Société émet peu de GES. Pour en savoir plus, se reporter à la rubrique *Activités de base, stratégie et perspectives* sous *Performance environnementale*.

OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Étant donné que la Province détient toutes les actions d'OPG, les parties liées comprennent la Province et d'autres entités sous contrôle de la Province.

Les opérations entre parties liées présentées ci-dessous comprennent les opérations conclues avec la Province et les principales sociétés remplaçantes de l'ancienne entreprise de services d'électricité intégrée d'Ontario Hydro, y compris 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. En tant que l'une des nombreuses sociétés gouvernementales en propriété exclusive de la Province, OPG conclut aussi des opérations dans le cours normal des affaires avec divers ministères et organismes gouvernementaux en Ontario qui relèvent de la compétence de la Province.

Les opérations entre parties liées pour les exercices clos les 31 décembre sont résumées ci-dessous :

(en millions de dollars)	2016		2015	
	Revenus	Charges	Revenus	Charges
Hydro One				
Ventes d'électricité	6	-	12	-
Services	1	5	1	6
Dividendes	6	-	-	-
Province d'Ontario				
Variation du montant du Fonds distinct de déclassement à payer à la Province ¹	-	192	-	185
Variation du montant du Fonds distinct pour combustible irradié à payer à la Province ¹	-	235	-	274
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	120	-	121
Commission de garantie de l'ONFA	-	8	-	8
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts	-	203	-	207
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	-	169	-	177
Impôts sur les bénéfices, déduction faite des crédits d'impôt à l'investissement	-	104	-	80
Entente de soutien d'urgence	-	-	8	-
SIERE				
Revenus liés à la production d'électricité	5 105	24	4 903	65
	5 118	1 060	4 924	1 123

¹ Les Fonds distincts nucléaires sont présentés au bilan consolidé déduction faite des montants comptabilisés comme étant à payer à la Province relativement à l'excédent de capitalisation et, pour le Fonds distinct pour combustible irradié, au taux de rendement garanti de la Province. Aux 31 décembre 2016 et 2015, les Fonds distincts nucléaires étaient présentés déduction faite des montants à payer à la Province respectivement de 3 415 millions de dollars et 2 988 millions de dollars.

Les montants à recevoir, les titres disponibles à la vente, les montants à payer et les soldes de la dette à long terme entre OPG et ses parties liées sont présentés ci-dessous :

<i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015
Montants à recevoir de parties liées		
Hydro One	1	1
SIERE	421	531
SFIEO	1	9
PEC	4	3
Province d'Ontario	2	1
Titres disponibles à la vente		
Actions d'Hydro One	212	-
Créditeurs et charges à payer		
Hydro One	-	1
SFIEO	61	51
Province d'Ontario	2	20
SIERE	2	18
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)		
Billets à payer à la SFIEO	3 295	3 465

OPG détient des obligations portant intérêt de la province d'Ontario dans les Fonds distincts nucléaires et dans la caisse de retraite du régime agréé d'OPG. Au 31 décembre 2016, les Fonds distincts nucléaires et la caisse de retraite du régime agréé détenaient respectivement 1 652 millions de dollars et 284 millions de dollars d'obligations portant intérêt de la province d'Ontario. Au 31 décembre 2015, les Fonds distincts nucléaires et la caisse de retraite du régime agréé détenaient respectivement 1 597 millions de dollars et 288 millions de dollars d'obligations portant intérêt de la province d'Ontario. Ces obligations sont négociées en Bourse et sont évaluées à la juste valeur. OPG supervise la gestion des placements des Fonds distincts nucléaires conjointement avec la Province.

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 (« CPCI ») et du contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF »). 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 CIIF est conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis selon les PCGR des États-Unis.

Aucune autre modification n'a été apportée au CIIF d'OPG au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016 qui a eu une incidence importante ou aurait vraisemblablement eu une incidence importante sur le CIIF d'OPG.

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a conclu que les CPCI et le CIIF d'OPG (comme ils sont définis dans le *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*) étaient efficaces en date du 31 décembre 2016.

QUATRIÈME TRIMESTRE

Analyse des résultats d'exploitation

(en millions de dollars) (non audité)	Trimestres clos les 31 décembre	
	2016	2015
Revenus	1 388	1 312
Charges liées au combustible	186	175
Marge brute	1 202	1 137
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	686	788
Amortissement	316	354
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	233	223
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(126)	(169)
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	(9)	(9)
Impôts fonciers	11	11
Restructuration	6	5
Bénéfice (perte) avant autres pertes, intérêts, impôts sur les bénéfices	85	(66)
Autres pertes	6	12
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	79	(78)
Intérêts débiteurs, montant net	28	44
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	51	(122)
Charge (recouvrement) d'impôts	59	(22)
Perte nette	(8)	(100)
Perte nette attribuable à l'actionnaire	(13)	(101)
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	5	1

La perte nette attribuable à l'actionnaire s'est établie à 13 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2016, en regard d'une perte nette de 101 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2015.

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices s'est établi à 79 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2016, en hausse de 157 millions de dollars par rapport à la perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices de 78 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2015. L'information qui suit résume les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart :

Principaux facteurs qui ont entraîné l'augmentation du bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices :

- La baisse du nombre de jours d'interruptions a contribué à l'augmentation de 2,2 TWh de la production nucléaire au quatrième trimestre de 2016, par rapport à la période correspondante en 2015, surtout en raison de l'arrêt du bâtiment sous vide servant les quatre unités de la centrale Darlington, qui a cessé le 30 octobre 2015, et de la baisse du nombre de jours d'interruptions fortuites réalisées à la centrale Darlington en 2016. La hausse de la production nucléaire s'est soldée par une hausse des revenus attribuable au tarif de base réglementé pour la production nucléaire d'environ 130 millions de dollars.
- La baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 77 millions de dollars dans le secteur Production nucléaire réglementée, principalement en raison de l'augmentation des activités d'interruption en 2015, y compris l'arrêt du bâtiment sous vide à la centrale Darlington.

Principaux facteurs qui ont entraîné la diminution du bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices :

- Une baisse de 43 millions de dollars du rendement des Fonds distincts nucléaires au quatrième trimestre de 2016, par rapport au trimestre correspondant de 2015, principalement imputable à un ajustement comptable fait au quatrième trimestre de 2016 afin que la valeur de l'actif des Fonds figurant au bilan consolidé d'OPG soit limitée au seuil le plus bas des obligations sous-jacentes prévues dans le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA.

- La hausse de 10 millions de dollars de la charge de désactualisation, reflet de la hausse des passifs nucléaires comptabilisés en décembre 2015 relativement aux hypothèses révisées pour les durées de vie utile estimatives des centrales nucléaires d'OPG, déduction faite de l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

L'augmentation de la charge d'impôts au quatrième trimestre de 2016, en regard du trimestre correspondant de 2015, s'explique principalement par une hausse du bénéfice avant impôts et une diminution des charges d'impôts reportées dans les actifs réglementaires en 2016.

Prix de vente moyens

Le prix de vente moyen du secteur Production nucléaire réglementée pour le quatrième trimestre de 2016 s'est élevé à 6,9 ¢/kWh, par rapport à 7,0 ¢/kWh pour le trimestre correspondant de 2015. La baisse du prix de vente moyen est surtout attribuable à l'expiration le 31 décembre 2015 d'un avenant tarifaire portant sur la production nucléaire autorisé par la CEO de 1,33 \$/MWh pour le recouvrement des soldes des comptes d'écarts et de report. Le prix de vente moyen du secteur Production hydroélectrique réglementée au quatrième trimestre de 2016 a atteint 4,5 ¢/kWh, en comparaison de 4,8 ¢/kWh pour le trimestre correspondant de 2015. La baisse du prix de vente moyen est surtout attribuable à l'expiration le 31 décembre 2015 d'un avenant tarifaire autorisé par la CEO de 6,04 \$/MWh pour le recouvrement des soldes des comptes d'écarts et de report des centrales hydroélectriques qui sont visées par une réglementation des tarifs avant 2014.

La diminution des revenus attribuable aux avenants tarifaires a été en grande partie compensée par les variations de l'amortissement lié aux soldes des comptes réglementaires. La diminution de l'amortissement lié aux soldes des comptes réglementaires est la principale raison de la baisse de la dotation aux amortissements au quatrième trimestre de 2016 par rapport à celle du trimestre correspondant de 2015.

Production d'électricité

La production d'électricité d'OPG pour les trimestres clos les 31 décembre 2016 et 2015 s'est établie comme suit :

(TWh)	Trimestres clos les 31 décembre	
	2016	2015
Production nucléaire réglementée	11,0	8,8
Production hydroélectrique réglementée	6,7	7,3
Portefeuille de production liée par contrat ¹	0,6	0,7
Total de la production d'électricité d'OPG	18,3	16,8
Total de la production d'électricité par les autres producteurs d'électricité de l'Ontario ²	18,9	19,6

¹ Comprend la quote-part revenant à OPG du volume de production attribuable à ses participations de 50 % dans les centrales PEC et Brighton Beach.

² La production autre que d'OPG est calculée comme la demande d'électricité en Ontario plus les exportations nettes publiées par la SIERE, moins la production d'électricité d'OPG.

La hausse de la production d'électricité d'OPG de 1,5 TWh pour le quatrième trimestre de 2016, par rapport au trimestre correspondant de 2015, est essentiellement attribuable à la hausse de la production d'électricité de 2,2 TWh provenant du secteur Production nucléaire réglementée en raison de la baisse du nombre de jours d'interruptions comptés pour la centrale Darlington au cours du quatrième trimestre de 2016, par suite surtout de l'arrêt du bâtiment sous vide à la centrale Darlington au quatrième trimestre de 2015. La hausse de la production a été en partie compensée par une diminution de la production du secteur Production hydroélectrique réglementée de 0,6 TWh, attribuable surtout à une baisse des débits d'eau dans l'est de l'Ontario au quatrième trimestre de 2016.

La demande d'électricité en Ontario comme présentée par la SIERE a été de 33,2 TWh au quatrième trimestre de 2016, contre 32,7 TWh au quatrième trimestre de 2015.

Situation de trésorerie et sources de financement

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 ont atteint 437 millions de dollars, comparativement à 111 millions de dollars pour la période correspondante de 2015.

L'augmentation des flux de trésorerie est attribuable principalement à la hausse des rentrées tirées des revenus de production, à la baisse des cotisations au régime de retraite et à la baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration au quatrième trimestre de 2016. L'augmentation des rentrées tirées des revenus de production reflète la hausse de la production nucléaire au quatrième trimestre de 2016.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 ont atteint 497 millions de dollars, comparativement à 571 millions de dollars pour la période correspondante de 2015. La diminution est principalement attribuable à l'échéance partielle, au cours du quatrième trimestre de 2016, d'un billet de dépôt structuré investi au quatrième trimestre de 2015, en partie compensée par une hausse des dépenses liées au projet de remise en état de la centrale Darlington. Le produit tiré de l'émission de titres d'emprunt à long terme qui a été réalisée en octobre 2015 pour financer le projet de la centrale Peter Sutherland Sr. a été investi dans le billet de dépôt.

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 ont atteint 180 millions de dollars, alors qu'il y avait eu des flux de trésorerie provenant des activités de financement de 356 millions de dollars pour la période correspondante de 2015. La diminution des flux de trésorerie provenant des activités de financement s'explique par le remboursement, montant net, de billets à court terme et une baisse de l'émission nette de titres d'emprunt à long terme au quatrième trimestre de 2016.

FAITS SAILLANTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

Les tableaux qui suivent présentent les principales informations financières annuelles pour les trois derniers exercices et les informations financières pour chacun des huit derniers trimestres. Ces informations sont tirées des états financiers consolidés intermédiaires non audités et des états financiers consolidés audités d'OPG et ont été préparées selon les PCGR des États-Unis.

Informations financières annuelles

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2016	2015	2014
Revenus	5 653	5 476	4 963
Bénéfice avant élément extraordinaire attribuable à l'actionnaire	436	402	561
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	436	402	804
Bénéfice net par action ordinaire avant élément extraordinaire (en dollars)	1,70 \$	1,57 \$	2,19 \$
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	1,70 \$	1,57 \$	3,14 \$
Total de l'actif	44 372	44 250	41 645
Total du passif à long terme	31 460	32 404	30 483
Actions ordinaires en circulation (en millions)	256,3	256,3	256,3

Informations financières trimestrielles

(en millions de dollars, sauf indication contraire) (non audité)	Trimestres clos en 2016				
	31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	Total
Revenus	1 388	1 400	1 387	1 478	5 653
(Perte nette) bénéfice net	(8)	198	135	128	453
Moins : bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	5	4	3	5	17
(Perte nette) bénéfice net attribuable à l'actionnaire	(13)	194	132	123	436
Par action ordinaire, attribuable à l'actionnaire (en dollars)	(0,05) \$	0,76 \$	0,51 \$	0,48 \$	1,70 \$

Informations financières trimestrielles

(en millions de dollars, sauf indication contraire) (non audité)	Trimestres clos en 2015				
	31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	Total
Revenus	1 312	1 426	1 383	1 355	5 476
(Perte nette) bénéfice net	(100)	85	193	239	417
Moins : bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	1	5	4	5	15
(Perte nette) bénéfice net attribuable à l'actionnaire	(101)	80	189	234	402
Par action ordinaire, attribuable à l'actionnaire (en dollars)	(0,39) \$	0,31 \$	0,74 \$	0,91 \$	1,57 \$

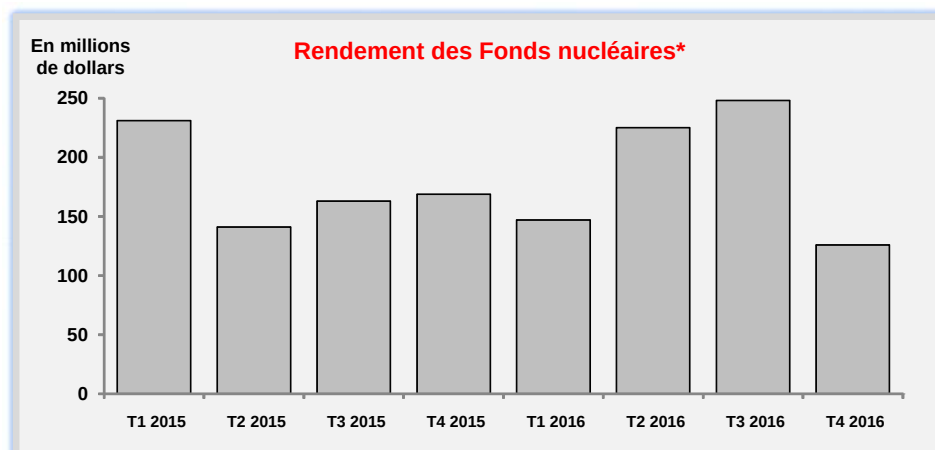
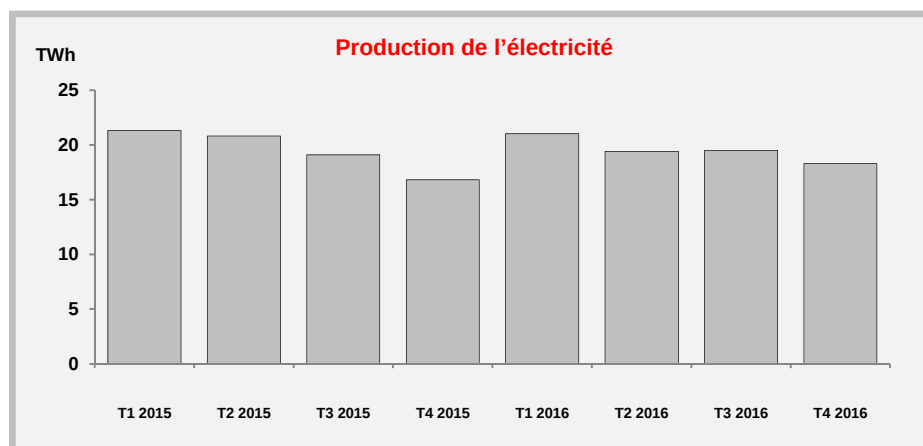
Tendances

Les résultats trimestriels d'OPG sont touchés par les variations de la demande d'électricité alimentée par le réseau qui résultent surtout des fluctuations saisonnières des conditions climatiques, de l'évolution des conditions économiques, de l'incidence des petits producteurs intégrés dans les réseaux de distribution et des répercussions des efforts de la province en matière de conservation. Les conditions climatiques ont une incidence sur les débits d'eau, la demande d'électricité et la prédominance des conditions liées à la production de base excédentaire. Par le passé, les revenus d'OPG ont été plus élevés au premier trimestre en raison des besoins de chauffage et au troisième trimestre en raison des besoins de climatisation. L'incidence financière de la production perdue en raison de la production de base excédentaire des centrales hydroélectriques réglementées et l'incidence financière des écarts entre les débits d'eau prévus reflétés dans les tarifs réglementés approuvés par la CEO et les débits d'eau réels sont contrebalancées dans les comptes d'écarts réglementaires autorisés par la CEO.

Le calendrier des interruptions planifiées d'une centrale nucléaire au cours d'un exercice peut entraîner la variabilité des résultats d'exploitation d'un exercice à l'autre pour des périodes partielles d'un exercice, y compris une incidence sur les revenus et les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, mais n'est pas un facteur important de la variabilité des résultats sur un exercice complet.

Au cours des troisième et quatrième trimestres de 2015, la production d'électricité d'OPG a diminué du fait de l'arrêt du bâtiment sous vide servant les quatre unités de la centrale Darlington, qui a duré 47 jours, soit du 14 septembre 2015 au 30 octobre 2015. À l'heure actuelle, un arrêt du bâtiment sous vide est requis tous les 12 ans à la centrale Darlington.

Les résultats financiers d'OPG sont également touchés par les rendements des Fonds distincts nucléaires, déduction faite de l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.



*déduction faite du compte d'écarts réglementaires

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

- Gain de 22 millions de dollars comptabilisé au cours du premier trimestre de 2016, compte tenu de la décision de janvier 2016 de la CEO de renverser une partie du rejet antérieur de certains coûts en capital liés aux dépenses engagées pour le tunnel de Niagara.
- Baisse de 16 millions de dollars du bénéfice du secteur Portefeuille de production liée par contrat au premier trimestre de 2015, par rapport à celui du trimestre correspondant de 2016, surtout en raison d'une provision constituée au cours de ce trimestre, liée à un audit mené par la SIÈRE.
- Augmentation de 105 millions de dollars des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Production nucléaire réglementée au premier semestre de 2016, en regard de celles de la période correspondante de 2015, principalement par suite d'une hausse des activités d'interruptions planifiées et du calendrier de ces activités au cours de l'exercice.

- Diminution de 91 millions de dollars des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Production nucléaire réglementée au deuxième semestre de 2016, en regard de celles de la période correspondante de 2015, essentiellement attribuable à l'arrêt du bâtiment sous vide à la centrale Darlington aux troisième et quatrième trimestres de 2015.

De plus amples renseignements sur OPG, y compris ses états financiers consolidés audités et les notes y afférentes, se trouvent sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

AUTRES MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR

Outre le bénéfice net et les autres informations financières conformes aux PCGR des États-Unis, certaines mesures financières non conformes aux PCGR sont également présentées dans le rapport de gestion d'OPG. Ces mesures financières non conformes aux PCGR n'ont pas de signification normalisée prescrite par les PCGR des États-Unis et ne sont donc sans doute pas comparables à des mesures semblables présentées par d'autres émetteurs. OPG utilise ces mesures pour la prise de décisions d'exploitation et l'évaluation du rendement. Les lecteurs du rapport de gestion pourraient utiliser ces mesures pour évaluer le rendement financier des activités courantes de la Société. OPG est d'avis que ces indicateurs sont importants étant donné qu'ils fournissent d'autres renseignements sur son rendement, facilitent la comparaison de résultats de différentes périodes et présentent des mesures conformes à sa stratégie qui consiste à procurer de la valeur à l'actionnaire, à améliorer la rentabilité et à assurer l'accès à un financement économique. Ces mesures financières non conformes aux PCGR n'ont pas été présentées à titre de substitut du bénéfice net, des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ou de toute autre mesure conforme aux PCGR des États-Unis, mais plutôt comme indicateurs du rendement d'exploitation.

La définition des mesures financières non conformes aux PCGR se présente comme suit :

1) Le RCP compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu correspond au bénéfice net attribuable à l'actionnaire divisé par les capitaux propres moyens attribuables à l'actionnaire, compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu, pour la période.

Le RCP compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu est mesuré sur une période de douze mois et calculé comme suit pour les périodes closes les 31 décembre :

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2016	2015
RCP compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu		
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	436	402
Divisé par les capitaux propres moyens attribuables à l'actionnaire, compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu	10 442	10 023
RCP compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu (en pourcentage)	4,2	4,0

2) La couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation correspond aux flux de trésorerie d'exploitation avant intérêts, divisés par les intérêts débiteurs ajustés. Il s'agit des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ajustés pour tenir compte des intérêts payés, des intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels et des variations des soldes du fonds de roulement hors caisse pour la période. Les intérêts débiteurs ajustés sont calculés comme étant les intérêts débiteurs, montant net, majorés des intérêts créditeurs, des intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels, des intérêts liés aux actifs et aux passifs réglementaires et l'excédent des intérêts sur les obligations au titre des prestations projetées pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite sur le rendement prévu des actifs des régimes pour la période.

La couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation est mesurée sur une période de douze mois et calculée comme suit pour les périodes closes les 31 décembre :

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2016	2015
Flux de trésorerie d'exploitation avant intérêts		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 705	1 465
Ajouter : intérêts payés	269	269
Déduire : intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels	(141)	(102)
Ajouter : variation des soldes du fonds de roulement hors caisse	(68)	129
Flux de trésorerie d'exploitation avant intérêts	1 765	1 761
Intérêts débiteurs ajustés		
Intérêts débiteurs, montant net	120	180
Ajouter : intérêts créditeurs	7	9
Ajouter : intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels	141	102
Ajouter : intérêts liés aux actifs et aux passifs réglementaires	30	2
Ajouter : Excédent des intérêts sur les obligations au titre des prestations projetées pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite sur le rendement prévu des actifs des régimes	45	53
Intérêts débiteurs ajustés	343	346
Couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation (nombre de fois)	5,1	5,1

3) Le coût total de la production de l'entreprise par MWh est utilisé pour mesurer la rentabilité globale d'OPG. Le coût total de la production de l'entreprise par MWh est défini comme les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration (à l'exclusion des coûts liés au projet de remise en état de la centrale Darlington et des coûts liés à d'autres projets de développement de la capacité de production, de l'incidence des comptes d'écarts et de report réglementaires et des dépenses auxiliaires liées aux activités de production d'électricité d'OPG), les charges au titre du combustible pour les centrales exploitées par OPG, y compris les frais sur les revenus bruts tirés de la production hydroélectrique et les paiements de redevances d'utilisation d'énergie hydraulique (à l'exclusion de l'incidence des comptes d'écarts et de report réglementaires) et les dépenses en immobilisations (à l'exclusion du projet de remise en état de la centrale Darlington et d'autres projets de développement de la capacité de production) engagées au cours de la période, divisées par la production d'électricité totale des centrales exploitées par OPG, majorées de la production d'électricité perdue en raison d'une production excédentaire au cours de la période.

Le coût total de la production de l'entreprise par MWh est mesuré comme suit sur les périodes douze mois closes les 31 décembre :

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2016	2015
Total de la production de l'entreprise par MWh		
Total des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 747	2 783
Total des charges liées au combustible	727	687
Total des dépenses en immobilisations	1 704	1 376
Déduire : coûts en capital de remise en état de la centrale Darlington et charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	(1 022)	(707)
Déduire : coûts en capital liés à d'autres projets de développement de la capacité de production et charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	(163)	(201)
Ajouter : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et charges liées au combustible reportées dans les comptes d'écarts et de report réglementaires	62	250
Déduire : charges au titre du combustible nucléaire des centrales qui ne sont pas exploitées par OPG	(67)	(55)
Ajouter : frais sur les revenus bruts tirés de la production hydroélectrique et paiements de redevances d'utilisation d'énergie hydraulique pour la production d'électricité perdue en raison d'une production excédentaire	49	34
Déduire : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration auxiliaires liées aux activités de production d'électricité	(28)	(29)
Autres ajustements	(19)	(40)
	3 990	4 098
Production d'électricité ajustée (TWh)		
Total de la production d'électricité d'OPG	78,2	78,0
Ajustement au titre de la production d'électricité perdue en raison d'une production excédentaire et quote-part d'OPG de la production d'électricité provenant des installations détenues en copropriété	4,1	2,6
	82,3	80,6
Total de la production de l'entreprise par MWh (\$/MWh)¹	48,45	50,84

¹ Les montants ayant été arrondis, la somme des colonnes pourrait ne pas correspondre au total.

4) Le coût total de la production nucléaire par MWh est utilisé pour mesurer la rentabilité des actifs de production nucléaire d'OPG. Le coût total de la production nucléaire par MWh est défini comme les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Production nucléaire réglementée (à l'exclusion des coûts du projet de remise en état de la centrale de Darlington, de l'incidence des comptes d'écarts et de report réglementaires et des dépenses auxiliaires liées aux activités de production nucléaire d'OPG), les charges au titre du combustible nucléaire pour les centrales exploitées par OPG (à l'exclusion de l'incidence des comptes d'écarts et de report réglementaires) et les dépenses en immobilisations du secteur Production nucléaire réglementée (à l'exclusion des coûts du projet de remise en état de la centrale Darlington) engagées au cours de la période, divisées par la production nucléaire au cours de la période.

Le coût total de la production nucléaire par MWh est mesuré comme suit sur les périodes de douze mois closes les 31 décembre :

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2016	2015
Coût total de la production nucléaire par MWh		
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Production d'énergie nucléaire réglementée	2 210	2 196
Charges liées au combustible du secteur Production nucléaire réglementée	315	301
Dépenses en immobilisations du secteur Production nucléaire réglementée	1 338	1 023
Déduire : coûts en capital du projet de remise en état de la centrale Darlington et charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	(1 022)	(707)
Ajouter : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et charges liées au combustible reportées dans les comptes d'écarts et de report réglementaires du secteur Production nucléaire réglementée	81	230
Déduire : charges au titre du combustible nucléaire des centrales qui ne sont pas exploitées par OPG	(67)	(62)
Déduire : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration auxiliaires liées aux activités de production nucléaire du secteur Production nucléaire réglementée	(10)	(7)
Autres ajustements	(4)	(27)
	2 841	2 947
Production d'électricité nucléaire (TWh)	45,6	44,5
Coût total de la production nucléaire par MWh (\$/MWh)¹	62,30	66,22

¹ Les montants ayant été arrondis, la somme des colonnes pourrait ne pas correspondre au total.

5) Le coût total de la production hydroélectrique par MWh est utilisé pour mesurer la rentabilité des actifs de production hydroélectrique d'OPG. Le coût total de la production hydroélectrique par MWh est défini comme les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Production hydroélectrique réglementée et des centrales hydroélectriques comprises dans les secteurs Portefeuille de production liée par contrat (à l'exclusion des coûts du projet de développement de la capacité de production, de l'incidence des comptes d'écarts et de report réglementaires et des dépenses auxiliaires liées aux activités de production hydroélectrique d'OPG), les frais sur les revenus bruts tirés de la production hydroélectrique et les paiements de redevances d'utilisation d'énergie hydraulique (à l'exclusion de l'incidence des comptes d'écarts et de report réglementaires) et les dépenses en immobilisations du secteur Production hydroélectrique réglementée et des centrales hydroélectriques comprises dans le secteur Portefeuille de production liée par contrat (à l'exclusion des charges liées au projet d'aménagement de la centrale Peter Sutherland Sr. et aux autres projets de développement de la capacité hydroélectrique) engagées au cours de la période, divisées par le total de la production hydroélectrique, majorées de la production hydroélectrique perdue en raison de la production excédentaire au cours de la période. OPG présente les frais sur les revenus bruts tirés de la production hydroélectrique et les paiements de redevances d'utilisation d'énergie hydraulique à titre de charges liées au combustible.

Le coût total de la production hydroélectrique par MWh est mesuré comme suit sur les périodes de douze mois closes les 31 décembre :

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2016	2015
Coût total de la production hydroélectrique		
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Production hydroélectrique réglementée	325	340
Charges liées au combustible du secteur Production hydroélectrique réglementée	353	345
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Portefeuille de production liée par contrat	178	185
Charges liées au combustible du secteur Portefeuille de production liée par contrat	58	39
Dépenses en immobilisations des secteurs Production hydroélectrique réglementée et Portefeuille de production liée par contrat	330	311
Déduire : coût en capital des projets de développement de la capacité de production et charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des secteurs Production hydroélectrique réglementée et Portefeuille de production liée par contrat	(158)	(197)
Déduire : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production thermique, charges liées au combustible et dépenses en immobilisations du secteur Portefeuille de production liée par contrat	(177)	(163)
(Déduire) ajouter : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et charges liées au combustible reportées dans les comptes d'écarts et de report réglementaires du secteur Production hydroélectrique réglementée	(24)	18
Ajouter : frais sur les revenus bruts et les paiements de redevances d'utilisation d'énergie hydraulique pour la production d'électricité perdue en raison d'une production excédentaire	49	34
Autres ajustements	(1)	-
	933	912
Production hydroélectrique ajustée (TWh)		
Production hydroélectrique du secteur Production hydroélectrique réglementée	29,5	30,4
Production d'électricité du Portefeuille de production liée par contrat	3,1	3,1
Ajustement au titre de la production d'hydroélectricité perdue en raison de la production excédentaire et de la production d'électricité autre qu'hydroélectrique du Portefeuille de production liée par contrat	4,0	2,6
	36,6	36,1
Coût total de la production hydroélectrique par MWh (\$/MWh)¹	25,49	25,26

¹ Les montants ayant été arrondis, la somme des colonnes pourrait ne pas correspondre au total.

6) La marge brute se définit comme les revenus diminués des charges liées au combustible.

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 des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») et conformément aux règles et aux règlements de la Securities and Exchange Commission des États-Unis pour les états financiers annuels. 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 séparation efficace des tâches, la délégation des pouvoirs et la responsabilité personnelle, la sélection soigneuse et la formation du personnel, ainsi que des méthodes comptables, que nous mettons à jour régulièrement. Cette structure donne l'assurance de contrôles internes appropriés des opérations, des actifs et des registres comptables. Nous testons régulièrement les contrôles internes. Ces contrôles et ces tests 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 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 consolidés ont été établis selon les PCGR des États-Unis.

Une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière d'OPG a été menée en date du 31 décembre 2016. Par conséquent, nous, en qualité de président et chef de la direction et de chef des finances

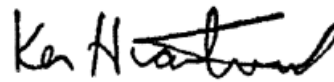
d'OPG, attesterons les documents d'information annuels d'OPG déposés auprès de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario, attestation qui porte sur la conception et l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière d'OPG.

Le conseil d'administration, se fondant sur les recommandations de son comité d'audit et des risques, procède à l'examen et à l'approbation des états financiers consolidés et du rapport de gestion, et supervise les responsabilités de la direction à l'égard de la présentation et de la préparation de l'information financière, du maintien de contrôles internes appropriés, de la gestion et du contrôle des principaux secteurs de risques financiers 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 indépendants 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 risques, ont eu un accès direct et sans restriction au comité d'audit et des risques, 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.



Jeff Lyash (signé)
Président et chef de la direction



Ken Hatwick (signé)
*Chef des finances et
vice-président principal – Finances*

Le 10 mars 2017

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 2016 et 2015, et les états consolidés des résultats, du résultat étendu, des flux de trésorerie et des variations des capitaux propres 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 des États-Unis, ainsi que des contrôles internes qu'elle considère comme nécessaires 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 planifiions et réalisions les audits 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 les contrôles internes 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 2016 et 2015, 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 des États-Unis.

Ernst & Young S.R.L./S.E.N.C.R.L.

Toronto, Canada

Le 10 mars 2017

Ernst & Young S.R.L./S.E.N.C.R.L. (signé)

Comptables professionnels agréés

Experts-comptables autorisés

ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2016	2015
Revenus (note 16)	5 653	5 476
Charges liées au combustible (note 16)	727	687
Marge brute	4 926	4 789
Charges (note 16)		
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 747	2 783
Amortissement (note 4)	1 257	1 100
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (note 8)	929	895
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 8)	(746)	(704)
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	(37)	(39)
Impôts fonciers	46	45
Restructuration	6	6
	4 202	4 086
Bénéfice avant autres (gains) pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	724	703
Autres (gains) pertes (note 16)	(17)	14
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	741	689
Intérêts débiteurs, montant net (note 7)	120	180
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	621	509
Charge d'impôts (note 9)	168	92
Bénéfice net	453	417
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	436	402
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	17	15
Bénéfice net de base et dilué par action ordinaire (en dollars)	1,70	1,57
Actions ordinaires en circulation (en millions)	256,3	256,3

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2016	2015
Bénéfice net	453	417
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices (note 10)		
(Perte actuarielle) gain actuariel et coûts des services passés lors de la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite ¹	(6)	148
Reclassement dans le bénéfice net de montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite ²	12	18
Perte nette sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ³	-	(5)
Reclassement dans le bénéfice net de pertes sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ⁴	19	16
Perte latente sur les titres disponibles à la vente ⁵	(1)	-
Autres éléments du résultat étendu	24	177
Résultat étendu	477	594
Résultat étendu attribuable à l'actionnaire	460	579
Résultat étendu attribuable à la participation sans contrôle	17	15

¹ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 2 millions de dollars et d'une charge d'impôts de 49 millions de dollars respectivement pour 2016 et 2015.

² Déduction faite de charges d'impôts respectivement de 4 millions de dollars et 7 millions de dollars pour 2016 et 2015.

³ Déduction faite de recouvrements d'impôts respectivement de néant et 2 millions de dollars pour 2016 et 2015.

⁴ Déduction faite de charges d'impôts de 2 millions de dollars pour 2016 et 2015.

⁵ Déduction faite de charges d'impôts de néant pour 2016 et 2015.

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2016	2015
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	453	417
Ajustements pour les éléments hors caisse :		
Amortissement (note 4)	1 257	1 100
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (note 8)	929	895
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 8)	(746)	(704)
Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite (note 11)	464	483
Impôts reportés (note 9)	(36)	33
Réévaluation à la valeur de marché des instruments dérivés	3	(218)
Provision pour combustible nucléaire irradié et déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité	118	117
Actifs et passifs réglementaires	(170)	170
Provision pour le matériel et les fournitures	42	28
Divers	(25)	9
	2 289	2 330
Cotisations aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 8)	(150)	(143)
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires (note 8)	(275)	(218)
Remboursement des dépenses admissibles d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires (note 8)	70	76
Cotisations à la caisse de retraite et charge au titre des avantages complémentaires et des régimes de retraite complémentaires (note 11)	(363)	(480)
Dépenses de restructuration	(6)	(16)
Distributions reçues des participations dans des entités sous influence notable	52	51
Variation nette des autres actifs et passifs à long terme	20	(6)
Variation nette des soldes du fonds de roulement hors caisse (note 17)	68	(129)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 705	1 465
Activités d'investissement		
Achat de titres disponibles à la vente	(213)	-
Placement dans un billet de dépôt (note 6)	-	(180)
Produit tiré d'un billet de dépôt (note 6)	110	-
Produit tiré de la vente d'immobilisations corporelles, montant net	-	3
Dépenses en immobilisations corporelles et en actifs incorporels (note 16)	(1 704)	(1 376)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 807)	(1 553)
Activités de financement		
Émission de titres d'emprunt à long terme (note 6)	334	245
Remboursement sur la dette à long terme (note 6)	(273)	(503)
Règlement de couvertures de flux de trésorerie	-	(9)
Distribution versée à la participation sans contrôle	(14)	(16)
Émission de billets à court terme (note 7)	3 108	2 628
Remboursement de billets à court terme (note 7)	(3 331)	(2 403)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(176)	(58)
Diminution nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(278)	(146)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	464	610
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	186	464

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre <i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015
Actifs		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	186	464
Titres disponibles à la vente <i>(note 18)</i>	212	-
Montants à recevoir de parties liées <i>(note 18)</i>	429	545
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires <i>(notes 8 et 16)</i>	24	15
Stocks de combustible <i>(note 16)</i>	310	344
Matières et fournitures <i>(note 16)</i>	100	96
Actifs réglementaires <i>(note 5)</i>	-	628
Charges payées d'avance	200	92
Autres actifs à court terme <i>(notes 4 et 6)</i>	286	206
	1 747	2 390
Immobilisations corporelles <i>(notes 4, 15 et 16)</i>	29 315	29 469
Moins : amortissement cumulé	9 317	8 874
	19 998	20 595
Actifs incorporels <i>(notes 4 et 16)</i>	503	476
Moins : amortissement cumulé	404	378
	99	98
Autres actifs		
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires <i>(notes 8 et 16)</i>	15 960	15 121
Matières et fournitures à long terme <i>(note 16)</i>	345	337
Actifs réglementaires <i>(note 5)</i>	5 855	5 240
Participations dans des entités sous influence notable <i>(note 19)</i>	321	336
Autres actifs à long terme <i>(note 6)</i>	47	133
	22 528	21 167
	44 372	44 250

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre <i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015
Passif		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer <i>(note 18)</i>	1 164	1 199
Dette à court terme <i>(note 7)</i>	2	225
Tranche des revenus constatés d'avance échéant à moins d'un an	12	12
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an <i>(note 6)</i>	1 103	273
Impôts sur les bénéfices à payer	123	66
Passifs réglementaires <i>(note 5)</i>	-	26
	2 404	1 801
Dette à long terme <i>(notes 6 et 18)</i>	4 417	5 186
Autres passifs		
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires <i>(notes 8 et 16)</i>	19 484	20 169
Passifs au titre des régimes de retraite <i>(note 11)</i>	3 012	2 597
Passifs au titre des avantages complémentaires de retraite <i>(note 11)</i>	2 897	3 085
Créditeurs et charges à payer à long terme	213	207
Revenus constatés d'avance	298	246
Impôts reportés <i>(note 9)</i>	829	880
Passifs réglementaires <i>(note 5)</i>	310	34
	27 043	27 218
Capitaux propres		
Actions ordinaires <i>(note 14)</i> ¹	5 126	5 126
Bénéfices non répartis	5 534	5 098
Cumul des autres éléments du résultat étendu <i>(note 10)</i>	(295)	(319)
Capitaux propres attribuables à l'actionnaire	10 365	9 905
Capitaux propres attribuables à la participation sans contrôle <i>(note 21)</i>	143	140
Total des capitaux propres	10 508	10 045
	44 372	44 250

¹ Aux 31 décembre 2016 et 2015, il y avait 256 300 010 actions ordinaires en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars.

Engagements et éventualités *(notes 6, 9, 11, et 15)*

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration :



Bernard Lord (signé)
Président du conseil d'administration



M. George Lewis (signé)
Administrateur

ÉTATS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2016	2015
Actions ordinaires (note 14)	5 126	5 126
Bénéfices non répartis		
Solde au début de l'exercice	5 098	4 696
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	436	402
Solde à la fin de l'exercice	5 534	5 098
Cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices (note 10)		
Solde au début de l'exercice	(319)	(496)
Autres éléments du résultat étendu	24	177
Solde à la fin de l'exercice	(295)	(319)
Capitaux propres attribuables à l'actionnaire	10 365	9 905
Capitaux propres attribuables à la participation sans contrôle (note 21)		
Solde au début de l'exercice	140	141
Distribution versée à la participation sans contrôle	(14)	(16)
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	17	15
Solde à la fin de l'exercice	143	140
Total des capitaux propres	10 508	10 045

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015

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 » et l'« actionnaire »). OPG est une entreprise ontarienne dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario.

2. MODE DE PRÉSENTATION

Les présents états financiers consolidés ont été dressés et sont présentés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») et conformément aux règles et aux règlements de la Securities and Exchange Commission des États-Unis pour les états financiers annuels.

Comme l'exige le *Règlement de l'Ontario 395/11*, dans sa version modifiée, en vertu de la *Loi sur l'administration financière* (Ontario), OPG a adopté, depuis le 1^{er} janvier 2012, les PCGR des États-Unis pour la présentation de ses états financiers consolidés. De plus, depuis le 1^{er} janvier 2012, OPG a obtenu une dispense de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (la « CVMO ») quant à l'application des exigences de l'article 3.2 du *Règlement 52-107 sur les principes comptables et normes d'audit acceptables*. En vertu de cette dispense, OPG est autorisée à déposer des états financiers consolidés dressés selon les PCGR des États-Unis, plutôt que selon les Normes internationales d'information financière (« IFRS »), sans être un émetteur inscrit à la Securities and Exchange Commission des États-Unis, ou sans offrir dans le public des émissions de titres d'emprunt.

La dispense actuelle de la CVMO, obtenue en 2014, prendra fin à la première des éventualités suivantes :

- Le 1^{er} janvier 2019.
- L'exercice ouvert après qu'OPG cessera d'exercer des activités assujetties à une réglementation des tarifs.
- La date d'entrée en vigueur imposée par l'International Accounting Standards Board pour l'application obligatoire d'une IFRS propre aux entités dont les activités sont assujetties à une réglementation des tarifs.

Tous les montants en dollars sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire dans les tableaux. Certains montants comparatifs de 2015 ont été reclassés par rapport aux états financiers antérieurement présentés afin de les rendre conformes à la présentation des états financiers consolidés pour 2016.

3. RÉSUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

Consolidation

Les états financiers consolidés de la Société comprennent les comptes d'OPG et de ses filiales à participation majoritaire ainsi que les entités à détenteurs de droits variables (« EDDV ») dont OPG est le principal bénéficiaire. Tous les soldes et opérations intersociétés importants ont été éliminés au moment de la consolidation.

Lorsqu'OPG ne détient pas le contrôle d'un placement, mais qu'elle exerce une influence notable sur les politiques d'exploitation et de financement d'une entité émettrice, la participation est comptabilisée à la valeur de consolidation. OPG et TransCanada Energy Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Portlands Energy Centre (« PEC »), et OPG et ATCO Power Canada Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz

à cycle combiné Brighton Beach (« Brighton Beach »). OPG comptabilise sa participation de 50 % dans chacune de ces entités sous contrôle conjoint à la valeur de consolidation.

Entités à détenteurs de droits variables

OPG effectue des analyses constantes pour déterminer si elle détient des EDDV. Les EDDV desquelles OPG est réputée être le principal bénéficiaire sont consolidées. Le principal bénéficiaire d'une EDDV a à la fois le pouvoir de diriger les activités de l'entité qui ont le plus d'incidence sur son rendement économique et l'obligation d'absorber les pertes de l'entité qui pourraient éventuellement être importantes pour la Société. Dans les cas où OPG n'est pas réputée être le principal bénéficiaire, l'EDDV n'est pas comptabilisée dans les états financiers consolidés d'OPG.

En 2002, OPG et d'autres producteurs canadiens de déchets nucléaires ont constitué la Société de gestion des déchets nucléaires (« SGDN »), société distincte, conformément à la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire* (Canada) (« LDCN »). Le principal mandat à long terme de la SGDN est d'implanter une approche pour régler le problème de gestion à long terme du combustible nucléaire irradié au Canada. En plus de ce mandat, la SGDN fournit à l'heure actuelle des services de gestion de projets pour le projet de dépôt géologique en profondeur des déchets nucléaires d'OPG en vue de la gestion à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité et de certains autres services de gestion de la durée de vie des passifs nucléaires. OPG détient la majorité des droits de vote au conseil d'administration de la SGDN et au niveau des membres. Selon la LDCN, les propriétaires de déchets de combustible nucléaire doivent mettre sur pied des fonds en fiducie et y verser des paiements en vue de la mise en œuvre d'un plan de gestion à long terme du combustible nucléaire irradié conforme à la LDCN. OPG fournit plus de 90 % du financement de la SGDN, essentiellement pour la conception et la mise en œuvre du plan canadien de gestion adaptative progressive visant la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. Ainsi, OPG devrait absorber la plupart des pertes prévues de la SGDN en assurant le financement futur au cas où il y aurait un manque à gagner. Par conséquent, OPG détient des droits variables dans la SGDN, dont elle est le principal bénéficiaire. Les montants applicables dans les comptes de la SGDN, après élimination de toutes les opérations intersociétés importantes, sont donc consolidés.

Au 31 décembre 2016, PSS Generating Station Limited Partnership (« PSS » ou la « société en commandite ») était classée comme une EDDV, étant donné qu'elle ne satisfaisait pas au critère selon lequel elle doit avoir suffisamment de capitaux propres à risque pour lui permettre de financer ses activités. Puisque OPG est le principal bénéficiaire de PSS, elle continue à consolider la société en commandite.

Utilisation des estimations de la direction

La préparation d'états financiers consolidés selon les PCGR des États-Unis exige que la direction fasse des estimations et pose des hypothèses qui influent sur les montants présentés des actifs et des passifs à la date des états financiers consolidés et sur les montants présentés des revenus et des charges pour les périodes de présentation de l'information financière. La direction évalue régulièrement ces estimations d'après les résultats passés, la conjoncture et les hypothèses jugées raisonnables au moment où elles sont faites, tout rajustement étant comptabilisé dans la période au cours de laquelle il survient. Des estimations importantes sont utilisées pour établir les soldes des obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les coûts associés à la mise hors service d'immobilisations capitalisés dans les immobilisations corporelles, les impôts sur les bénéfices (y compris les impôts reportés), les éventualités, les actifs et les passifs réglementaires, l'évaluation des instruments dérivés et des placements dans des fonds distincts, la dotation aux amortissements et les stocks. Les montants réels pourraient grandement différer de ces estimations.

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 titres du marché monétaire dont

l'échéance est de plus de 90 jours, mais de moins d'un an à la date d'achat, sont comptabilisés à titre de placements à court terme et classés dans les actifs à court terme. Ces instruments sont évalués au coût ou à la valeur de marché, selon le moins élevé des deux montants.

Stocks

Les stocks, qui se composent de combustible et de matières et fournitures, sont évalués au coût ou à la valeur nette de réalisation, selon le moins élevé des deux montants. Le coût est établi en fonction du coût moyen pondéré pour le stock de combustible et du coût moyen pour les matières et les fournitures.

Immobilisations corporelles, 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 la durée de vie utile estimative des immobilisations. Les coûts d'enlèvement d'immobilisations qui n'ont pas fait l'objet d'une provision spécifique au cours de la période considérée ou des périodes antérieures sont imputés aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration au moment où ils sont engagés. Les frais de réparation et de maintenance sont également imputés aux résultats au moment où ils sont engagés.

Les immobilisations corporelles sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sauf les ordinateurs qui sont amortis selon la méthode de l'amortissement dégressif. Les actifs incorporels, qui sont constitués des principaux logiciels d'application, sont amortis selon la méthode linéaire. Au 31 décembre 2016, les périodes d'amortissement des immobilisations corporelles et des actifs incorporels se présentaient comme suit :

Centrales nucléaires et principales composantes	de 15 à 74 ans ¹
Centrales thermiques et principales composantes	de 5 à 50 ans
Centrales hydroélectriques et principales composantes	de 10 à 100 ans
Installations d'administration et de service	de 10 à 50 ans
Ordinateurs – amortissement dégressif	de 12 % à 40 % par année
Principaux logiciels d'application	5 ans
Matériel de service	de 5 à 10 ans

¹ Au 31 décembre 2016, aux fins de l'amortissement, les fins de vie des centrales nucléaires Darlington, Pickering, Bruce A et Bruce B se situaient entre 2020 et 2061. 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.

Dépréciation d'actifs

Les actifs à long terme sont soumis à un test de dépréciation chaque fois que des événements ou des changements de situation indiquent que la valeur comptable d'un actif pourrait ne pas être recouvrable. Le test se fonde sur la présence d'indications de dépréciation comme l'avantage économique futur des actifs et les conditions externes du marché. La valeur comptable nette des actifs est considérée être dépréciée si elle excède la somme des flux de trésorerie estimatifs non actualisés qui devraient être tirés de l'utilisation des actifs et de leur cession éventuelle. Si la somme des flux de trésorerie futurs prévus non actualisés est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur est constatée. Cette perte de valeur correspond 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. La dépréciation est comptabilisée en résultats dans la période où elle est établie.

La valeur comptable des placements comptabilisés à la valeur de consolidation est soumise chaque année à un test pour détecter la présence de toute indication de dépréciation. S'il y a eu dépréciation et que celle-ci est durable, une

perte de valeur est constatée. Cette perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur du placement.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et le *Règlement de l'Ontario 53/05* font en sorte qu'OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par les centrales hydroélectriques Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales hydroélectriques DeCew Falls 1 et 2, la centrale hydroélectrique R.H. Saunders, les 48 centrales hydroélectriques qui ont été visées par une réglementation des tarifs en 2014 et les centrales nucléaires Pickering et Darlington (collectivement les « installations réglementées ou visées par un règlement »). Les tarifs réglementés d'OPG pour ces installations sont établis par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »).

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 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 ministère de l'Énergie de l'Ontario. Elle régit les intervenants du marché dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité de l'Ontario. La CEO exerce ses fonctions de régie au moyen d'audiences publiques et d'autres instances moins officielles comme des consultations.

Les PCGR des États-Unis reconnaissent qu'une réglementation des tarifs peut donner lieu à des avantages et à des obligations économiques dont le recouvrement auprès des clients ou le remboursement à ces derniers sont exigés par l'organisme réglementaire. Lorsque la Société a une assurance suffisante que les coûts engagés relatifs aux centrales réglementées seront recouverts dans l'avenir, ces coûts peuvent être reportés et comptabilisés comme un actif réglementaire. Lorsque la Société devra rembourser aux clients dans l'avenir des sommes relatives aux centrales réglementées, y compris des sommes liées à des coûts qui n'ont pas été engagés, mais dont la CEO a prévu le recouvrement au moyen des tarifs réglementés, elle comptabilisera un passif réglementaire.

Certains des actifs et passifs réglementaires comptabilisés par la Société ont trait à des comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO, y compris ceux autorisés en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Généralement, les comptes d'écarts et de report comprennent les écarts entre les coûts et les revenus réels par rapport aux montants prévus correspondants qui ont été approuvés par la CEO au moment de l'établissement des tarifs réglementés, ou tiennent compte de l'incidence des éléments qui ne sont pas reflétés dans les tarifs réglementés qui ont été approuvés. L'évaluation de ces actifs et passifs réglementaires est tributaire de certaines estimations et hypothèses, y compris des hypothèses posées relativement à l'interprétation du *Règlement de l'Ontario 53/05* et des décisions de la CEO. Les estimations faites et les hypothèses posées relativement à l'interprétation du règlement et des décisions de la CEO sont examinées dans le cadre du processus réglementaire de la CEO.

Les soldes d'actifs et de passifs réglementaires dans les comptes d'écarts et de report dont l'inclusion dans les tarifs réglementés est approuvée par la CEO sont amortis sur les périodes de recouvrement ou de remboursement approuvées. Les soldes rejetés sont imputés aux résultats au cours de la période où la décision correspondante de la CEO est rendue.

Les soldes d'actifs et de passifs réglementaires dans les comptes d'écarts et de report approuvés par la CEO sont classés dans les actifs à court terme ou les passifs à court terme s'il est prévu que leur recouvrement auprès des clients ou leur remboursement à ces derniers aura lieu dans les douze mois suivant la fin de la période de présentation de l'information financière, en fonction des périodes de recouvrement ou de remboursement autorisées par la CEO. Tous les autres soldes d'actifs et de passifs réglementaires sont classés comme actifs ou passifs à long terme dans les bilans consolidés.

Outre les actifs et passifs réglementaires dans les comptes d'écarts et de report, OPG comptabilise des actifs et des passifs réglementaires pour les montants non amortis classés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu relativement aux obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite et des

impôts reportés, afin de refléter les montants qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Il existe des incertitudes relatives à l'évaluation de ces soldes en raison des hypothèses posées pour le calcul des obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite et des impôts reportés qui sont attribués aux secteurs à tarifs réglementés.

Les actifs réglementaires au titre des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite non amortis classés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu reflètent l'utilisation de la méthode de la comptabilité d'engagement par la CEO depuis le 1^{er} avril 2008 pour le calcul des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite intégrés dans les tarifs réglementés approuvés pour OPG. Les coûts correspondants sont établis selon la même méthode dans les états financiers consolidés d'OPG. Par conséquent, les montants non amortis relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite d'OPG constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu ne seraient pas reflétés dans les tarifs réglementés avant leur reclassement hors du cumul des autres éléments du résultat étendu et leur comptabilisation comme composantes de l'amortissement du coût des avantages liés à ces régimes. L'actif réglementaire est contrepassé, au fur et à mesure que les soldes non amortis sous-jacents sont amortis comme composantes du coût des avantages.

Pour établir les tarifs réglementés d'OPG entrés en vigueur le 1^{er} novembre 2014, la CEO a limité les montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite utilisés dans le calcul des besoins en revenus approuvés, aux dépenses au comptant de la Société pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite se rapportant aux activités à tarifs réglementés. De l'opinion de la Société, cette décision de la CEO ne constitue pas un changement dans la méthode de recouvrement, au moyen des tarifs, des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG. Cette opinion se fonde sur le fait que la CEO a instauré un compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement par suite de sa décision de novembre 2014, et sur la prévision de la CEO, dans cette décision, selon laquelle l'abandon de la comptabilité d'engagement pour les recouvrements d'OPG, le cas échéant, sera abordé dans le cadre d'une instance tarifaire sur OPG, compte tenu du résultat d'une future instance générale à l'égard d'OPG portant sur le traitement et le recouvrement réglementaires des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. Depuis le 1^{er} novembre 2014, le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement comprend l'écart entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG pour les activités à tarifs réglementés établis selon la méthode de la comptabilité d'engagement appliquée dans les états financiers consolidés audités d'OPG, et les dépenses au comptant réelles correspondantes d'OPG pour ces régimes. La décision de novembre 2014 de la CEO indiquait que le recouvrement futur, le cas échéant, des montants comptabilisés dans le compte de report serait assujéti à la conclusion de l'instance générale de la CEO portant sur le traitement et le recouvrement réglementaires des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. En mai 2015, la CEO a amorcé un processus de consultation devant mener à l'élaboration des principes normatifs qui orienteront son examen à venir des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite des services publics à tarifs réglementés des secteurs de l'électricité et du gaz naturel, y compris l'établissement des mécanismes réglementaires appropriés pour le recouvrement des coûts. La consultation se poursuit. OPG participe à la consultation et défend la pertinence d'appliquer la méthode de la comptabilité d'engagement à des fins de recouvrement des coûts.

Compte tenu des facteurs mentionnés précédemment, la Société continue de penser qu'il y a une probabilité suffisante que les montants non amortis relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite qui n'ont pas encore été reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu seront inclus dans les tarifs réglementés futurs ou dans un compte de report ou d'écarts autorisé par la CEO lorsqu'ils seront comptabilisés dans les coûts des avantages. Par conséquent, la Société a continué de comptabiliser un actif réglementaire pour ces montants non amortis et a également comptabilisé un actif réglementaire pour le solde du compte de report de l'écart

entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement présenté à la note 5.

Si, au cours du processus de consultation mentionné précédemment ou d'une instance future, la CEO décidait que la comptabilité d'engagement ne peut plus s'appliquer au recouvrement des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite d'OPG, OPG pourrait devoir ajuster les actifs réglementaires au titre des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite non amortis qui sont classés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et au titre du compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement.

Se reporter aux notes 5, 8, 9 et 11 pour des renseignements additionnels sur les décisions de la CEO, les actifs et passifs réglementaires et la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

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 d'électricité (« SIERE »). Les revenus sont constatés au fur et à mesure que l'électricité est générée et mesurée à la SIERE.

Constatation des revenus – Production réglementée

Les revenus tirés de l'énergie produite par les centrales réglementées d'OPG sont fondés sur des tarifs réglementés établis par la CEO qui comprennent un tarif réglementé de base et, le cas échéant, des avenants tarifaires portant sur le recouvrement ou le remboursement des soldes approuvés des comptes d'écarts et de report.

Le tarif réglementé de base en vigueur en 2016 et 2015 a été établi par la décision de novembre 2014 et l'ordonnance de décembre 2014 de la CEO, en vigueur depuis le 1^{er} novembre 2014, au moyen d'une méthode d'établissement des tarifs fondée sur la prévision du coût du service en fonction des besoins en revenus approuvés par la CEO en tenant compte des prévisions approuvées par la CEO portant sur les coûts de production et les charges d'exploitation des centrales réglementées pour 2014 et 2015, et d'un rendement de la base tarifaire. La base tarifaire est un concept réglementaire qui, pour OPG, représente le niveau net moyen des investissements dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels réglementés et une provision pour le fonds de roulement. Les revenus tirés des centrales hydroélectriques réglementées font aussi l'objet d'un mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité approuvé par la CEO. Ce mécanisme prévoit une tarification incitative pour encourager OPG à faire passer la production hydroélectrique des plages horaires à bas prix de marché aux plages horaires à fort prix de marché, réduisant ainsi les coûts globaux pour les clients.

Les avenants tarifaires en vigueur au cours de 2016 ont été établis par l'ordonnance rendue en octobre 2015 par la CEO par suite de la demande d'OPG visant à recouvrer les soldes au 31 décembre 2014 de la plupart des comptes d'écarts et de report autorisés. Les avenants tarifaires en vigueur au cours de 2015 comprenaient ceux que la CEO a établis en 2014, ainsi que les tarifs réglementés de base en vigueur depuis le 1^{er} novembre 2014, et ceux qui ont été autorisés par l'ordonnance rendue en octobre 2015 par la CEO. Les comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO sont présentés à la note 5.

En mai 2016, OPG a déposé auprès de la CEO une demande de nouveaux tarifs réglementés de base et avenants tarifaires applicables à la production de ses centrales hydroélectriques et nucléaires réglementées pour la période de 2017 à 2021, avec prise d'effet proposée le 1^{er} janvier 2017. La demande repose sur une méthode de tarification fondée sur une réglementation incitative pour les activités hydroélectriques et sur un cadre personnalisé fondé sur une réglementation incitative pour les activités nucléaires. Une tarification fondée sur une réglementation incitative repose habituellement davantage sur des formules et implique un plus grand découplage entre les revenus admissibles ou les tarifs d'une entité réglementée et ses coûts que selon une tarification fondée sur le coût du service. Conformément aux exigences du *Règlement de l'Ontario 53/05*, la demande intègre une proposition de

nivellement des tarifs qui entraînera le report par OPG d'une partie des besoins en revenus approuvés pour les activités nucléaires dans un compte de report pour rentrée future.

En décembre 2016, la CEO a rendu une ordonnance approuvant la demande d'OPG d'appliquer provisoirement les tarifs réglementés de base existants à compter du 1^{er} janvier 2017. Cette ordonnance donne la possibilité à la CEO d'instaurer les nouveaux tarifs réglementés dès le 1^{er} janvier 2017, ce qui permettrait à OPG de recouvrer l'écart entre les nouveaux tarifs réglementés approuvés et les tarifs existants pour la période entre la date d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs et la date de leur application confirmée par l'ordonnance de la CEO. La décision finale sera rendue par la CEO à la suite d'une instance publique, laquelle a débuté en 2016 et se poursuit. Pour en savoir plus sur la demande de mai 2016 d'OPG, se reporter à la note 5.

Constatation des revenus – Production non réglementée et revenus divers

L'électricité produite par les actifs non réglementés d'OPG reçoit le prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario, sauf lorsqu'une convention d'approvisionnement en énergie (« CAE ») conclue avec la SIERE ou une autre convention contractuelle est en vigueur. Au 31 décembre 2016, la plupart des actifs d'exploitation non réglementés d'OPG faisaient l'objet d'une CAE. Les revenus tirés des centrales qui sont visées par une CAE sont comptabilisés conformément aux modalités du contrat. Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2015, l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») a fusionné avec la SIERE. La nouvelle entité poursuit ses activités sous la dénomination de Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité. Ainsi, la SIERE se substitue à l'OEO en tant que contrepartie aux CAE ou à d'autres conventions conclues auparavant avec l'OEO.

En outre, OPG vend et achète de l'électricité sur les marchés interconnectés des provinces canadiennes avoisinantes 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 19 millions de dollars ont été déduits des revenus en 2016 (75 millions de dollars en 2014).

OPG tire ses revenus autres qu'énergétiques d'un contrat de location-exploitation et d'ententes connexes conclus avec Bruce Power L.P. (« Bruce Power ») qui visent les centrales nucléaires Bruce. Ces revenus comprennent des revenus locatifs et des revenus tirés des ventes d'eau lourde, des services de détritiation et des services de gestion des déchets. Les revenus nets d'OPG tirés de la location de ces centrales et des ententes connexes, y compris une partie des ventes d'eau lourde, sont passés au crédit des clients et diminuent ainsi les tarifs réglementés sur la production des centrales nucléaires détenues et exploitées par OPG. Les paiements minimums au titre de la location sont portés en résultats linéairement sur la durée du contrat de location.

De plus, les revenus autres qu'énergétiques englobent les revenus tirés de la vente d'isotopes, des locations immobilières et d'autres services. Les revenus tirés de ces activités sont constatés dès lors que les services sont complètement rendus ou que les produits sont livrés.

Passifs liés 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 estime le montant et le calendrier des décaissements futurs liés à ces activités en fonction des plans 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.

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires (les « passifs nucléaires ») sont augmentés régulièrement du montant de la valeur actualisée de la tranche additionnelle (variable) des coûts relatifs aux déchets nucléaires produits chaque année, par imputation aux charges d'exploitation. Les

charges variables liées aux déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité sont imputées aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. Les charges variables relatives à l'évacuation et au stockage du combustible nucléaire irradié sont imputées aux charges liées au combustible. Les passifs peuvent être ajustés pour refléter la variation des montants estimatifs ou la modification du calendrier des flux de trésorerie futurs sous-jacents, et la variation des coûts de mise hors service d'immobilisations qui en découle est capitalisée dans la valeur comptable des immobilisations connexes en service. Une réévaluation complète de toutes les hypothèses sous-jacentes et de toutes les estimations des coûts de base est effectuée régulièrement pour les passifs nucléaires. Toute variation des passifs nucléaires en raison de nouvelles hypothèses ou estimations ayant une incidence sur le montant ou le calendrier des flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs initiaux est enregistrée à titre d'ajustement des passifs. Une révision à la hausse des passifs nucléaires représente la valeur actualisée des augmentations des flux de trésorerie futurs non actualisés établies à partir d'un taux sans risque rajusté en fonction du crédit actuel. Une révision à la baisse des passifs nucléaires représente la valeur actualisée des diminutions des flux de trésorerie futurs établies à partir d'un taux d'actualisation moyen pondéré reflété dans le passif existant. Au règlement des passifs, 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.

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

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 débits d'eau seront utilisées dans un avenir prévisible. Donc, OPG n'a constaté aucun passif lié au déclassement de ses installations hydroélectriques.

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 et a constitué des fonds de réserve dans le Fonds distinct pour combustible irradié et le Fonds distinct de déclassement (collectivement, les « Fonds distincts nucléaires »). Le Fonds distinct pour combustible irradié vise à financer les dépenses liées à la gestion à long terme des grappes de combustible nucléaire irradié radioactif et certains frais de stockage du combustible irradié engagés après la fermeture des centrales nucléaires, tandis que le Fonds distinct de déclassement a été établi pour financer les coûts de l'enlèvement des immobilisations nucléaires et de la gestion à long terme des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité et certains frais de stockage du combustible irradié engagés après la fermeture des centrales nucléaires. Les obligations de capitalisation d'OPG et les cotisations entraînées par celles-ci versées dans les Fonds distincts nucléaires sont établies en fonction des plans de référence régulièrement mis à jour et approuvés par la Province en vertu de l'ONFA. OPG conserve les Fonds distincts nucléaires dans des comptes de garde en mains tierces qui sont distincts du reste de ses actifs.

Les placements d'OPG dans les Fonds distincts nucléaires et les montants correspondants dus à la Province ou à recevoir de celle-ci sont classés comme détenus à des fins de transaction. Les Fonds distincts nucléaires sont évalués à la juste valeur selon le cours acheteur des titres de capitaux propres et des titres à revenu fixe sous-jacents et, dans le cas des portefeuilles de placements non traditionnels, à l'aide des techniques d'évaluation présentées à la note 13, les gains et les pertes réalisés et latents étant comptabilisés dans les états des résultats consolidés d'OPG.

Dérivés

Tous les dérivés, y compris les dérivés incorporés qui doivent être comptabilisés de manière distincte, sont habituellement 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.

Les dérivés sont admissibles à la comptabilité de couverture s'ils respectent des exigences de documentation rigoureuses, et l'instrument dérivé désigné comme couverture devrait couvrir efficacement le risque cerné pendant toute la durée de l'élément de couverture. 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. Une évaluation documentée est effectuée, d'abord au moment de la mise en place de la couverture, puis 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.

Tous les contrats dérivés qui ne sont pas désignés comme couvertures sont constatés aux bilans consolidés comme des actifs ou des passifs dérivés, à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les revenus du secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production. Se reporter à la note 12 qui traite des risques auxquels OPG s'expose et des instruments dérivés utilisés pour gérer l'exposition d'OPG aux risques.

Évaluations à la juste valeur

La juste valeur est le prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction régulière conclue dans des conditions de concurrence normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. Les évaluations à la juste valeur sont nécessaires pour refléter les hypothèses que les intervenants du marché utiliseraient pour établir le prix d'un actif ou d'un passif en fonction des meilleures informations disponibles. Ces hypothèses comprennent les risques inhérents à une technique d'évaluation en particulier, comme un modèle d'évaluation, et les risques inhérents aux données utilisées dans le modèle. OPG emploie une hiérarchie des justes valeurs qui classe les actifs et les passifs dans trois niveaux en fonction de l'objectivité relative des données employées pour évaluer les justes valeurs, le niveau 1 correspondant au degré d'objectivité le plus élevé. Se reporter à la note 13 pour obtenir une présentation sur les évaluations à la juste valeur et sur la hiérarchie des justes valeurs.

Titres disponibles à la vente

Les titres disponibles à la vente sont évalués à la juste valeur, et les gains et les pertes latents dus à la variation de la juste valeur sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu. Les gains réalisés et les pertes subies sont inclus dans le bénéfice net lorsque les titres sont vendus ou acquis. Les coûts de transaction connexes sont imputés aux résultats à mesure qu'ils sont engagés et les revenus de dividendes sont inclus dans le bénéfice net au cours de la période où les dividendes sont déclarés. Les titres de capitaux propres sont évalués d'abord au prix de transaction.

Recherche et développement

Les frais de recherche et de développement sont passés en charges au moment où ils sont engagés. Les frais de recherche et de développement engagés pour régler des obligations à long terme pour lesquelles des provisions spécifiques existent déjà, comme les passifs nucléaires, sont imputés au passif correspondant.

Contrats de location

Aux fins de la présentation de l'information financière, les contrats de location sont évalués et classés comme contrats de location-exploitation ou comme contrats de location-acquisition. Les contrats de location-acquisition, qui

ont pour effet de transférer pratiquement tous les risques et avantages inhérents à la propriété du bien loué, sont portés au bilan, au commencement du contrat, à la juste valeur du bien loué ou, si elle est moins élevée, à la valeur actualisée des paiements minimums au titre de la location. Les contrats de location-acquisition sont amortis sur la durée de vie utile estimative de l'actif ou sur la durée du contrat, selon la plus courte des deux.

Les contrats de location qui font en sorte que le bailleur conserve la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif sont classés comme des contrats de location-exploitation. Les paiements effectués dans le cadre d'un contrat de location-exploitation, sauf les loyers conditionnels, sont comptabilisés à titre de charges à l'état des résultats consolidé de manière linéaire sur la durée du contrat de location. Lorsque le montant des charges locatives comptabilisées diffère des paiements réels effectués dans le cadre d'un contrat de location-exploitation, sauf les loyers conditionnels, l'écart est constaté d'avance et présenté aux bilans consolidés dans les actifs ou les passifs.

Régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite

Les programmes d'avantages postérieurs à l'emploi offerts par OPG se composent d'un régime de retraite agréé contributif à prestations déterminées, d'un régime de retraite complémentaire à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite, qui comprennent une assurance-vie collective et une assurance de soins de santé, ainsi qu'une assurance en cas d'invalidité prolongée. Des avantages postérieurs à l'emploi sont aussi offerts par la SGDN, qui est consolidée dans les résultats financiers d'OPG. À moins d'indication contraire, l'information sur les programmes d'avantages postérieurs à l'emploi 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 conformément aux PCGR des États-Unis. 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 de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite dépendent de divers facteurs dont les taux d'intérêt, les ajustements provenant de modifications des régimes, les hypothèses démographiques, les gains ou les pertes actuariels, les échelons salariaux, l'inflation et les hypothèses sur la hausse des coûts des soins de santé. Les coûts et les obligations liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite sont déterminés chaque année par des actuaires indépendants, à partir des meilleures hypothèses de la direction.

Les hypothèses sont des intrants importants des modèles actuariels qui évaluent les obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite et leur incidence connexe sur l'exploitation. Le taux d'actualisation, le taux d'inflation et les changements de la masse salariale sont trois hypothèses cruciales utilisées dans le calcul du coût et des obligations relatifs aux prestations. En outre, le taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes est une hypothèse importante dans l'établissement du coût des régimes de retraite agréés, et le taux tendanciel des coûts des soins de santé est une hypothèse importante dans l'établissement du coût et des obligations liés aux avantages complémentaires 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 réévaluées régulièrement par la direction de concert avec des actuaires indépendants. Au cours du processus d'évaluation, les hypothèses sont mises à jour pour refléter l'historique et les prévisions. Les résultats réels pour tout exercice différeront souvent des hypothèses actuarielles en raison de facteurs économiques et autres donnant lieu à des gains ou des pertes actuariels. Selon les PCGR des États-Unis, l'incidence de ces réévaluations et de ces écarts sur les obligations au titre des prestations respectives est cumulée et amortie sur les périodes futures pour les prestations de retraite et les avantages complémentaires de retraite. L'incidence de ces réévaluations et de ces écarts est immédiatement comptabilisée comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés pour les prestations d'invalidité prolongée.

Les taux d'actualisation, qui sont représentatifs du rendement d'obligations de sociétés notées AA, sont utilisés pour calculer la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs prévus à la date d'évaluation afin d'établir les obligations au

titre des prestations projetées pour les régimes d'avantages sociaux de la Société. Un taux d'actualisation moins élevé se traduit par une augmentation des obligations au titre des prestations et des coûts des avantages. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes est fondé sur la répartition des actifs de la caisse de retraite et sur le rendement prévu en tenant compte des risques et rendements à long terme de chaque catégorie d'actifs qui compose le portefeuille des régimes. Un taux de rendement prévu moins élevé des actifs des régimes fait augmenter les coûts des régimes de retraite.

Les actifs de la caisse de retraite se composent de titres de capitaux propres, de titres d'emprunt de gouvernements et de sociétés, de fonds groupés, de placements dans des biens immobiliers et des infrastructures et d'autres placements. Ces actifs sont gérés par des gestionnaires de portefeuille professionnels. La caisse de retraite 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 d'établir l'amortissement des gains ou des 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 le coût des prestations au titre des services rendus pour 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 modifications des hypothèses, et les gains et pertes actuariels. Les coûts ou les crédits 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 correspondant jusqu'à la pleine admissibilité. Les coûts ou les crédits des prestations au titre des services passés résultant des modifications aux prestations en cas d'invalidité prolongée sont immédiatement comptabilisés comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés. En raison de la nature à long terme des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, 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 (le « corridor »), si ce montant est supérieur, est amorti sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés couverts par le régime, soit la période pendant laquelle la Société devrait réaliser des avantages économiques connexes. Les gains ou les pertes actuariels liés à l'assurance en cas d'invalidité prolongée sont immédiatement comptabilisés comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés.

OPG présente la situation de capitalisation de ses régimes à prestations déterminées dans les bilans consolidés. La situation de capitalisation est évaluée comme la différence entre la juste valeur des actifs des régimes et l'obligation au titre des prestations pour chaque régime.

Les gains ou les pertes actuariels et les coûts ou les crédits des prestations au titre des services passés qui surviennent au cours de l'exercice et qui ne sont pas comptabilisés immédiatement à titre de composantes du coût des prestations sont comptabilisés comme des augmentations ou des diminutions des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices. Ces montants non amortis dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont par la suite reclassés et comptabilisés comme coûts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, comme mentionné plus haut.

OPG comptabilise un actif ou un passif réglementaire compensatoire pour la partie des ajustements au cumul des autres éléments du résultat étendu qui est attribuable aux activités à tarifs réglementés afin de tenir compte du recouvrement ou du remboursement prévu de ces montants dans les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Pour la partie recouvrable ou remboursable qui est attribuable aux activités à tarifs réglementés, OPG comptabilise une variation correspondante de l'actif ou du passif réglementaire et pour refléter le reclassement de montants du cumul des autres éléments du résultat étendu dans le coût des prestations au cours de la période.

Lorsque la constatation d'une mutation d'employés et du transfert des avantages sociaux connexes se traduit par une compression de régime et par 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'acquittement d'une obligation au titre des prestations d'un régime.

Impôts sur les bénéfices et crédits d'impôt à l'investissement

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 Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO ») des paiements en remplacement de l'impôt sur les bénéfices des sociétés. 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 verse en vertu des lois fiscales fédérale et provinciale.

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. OPG a pris 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 du ministère des Finances de l'Ontario, 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. Le montant modifié de la charge fiscale en cas de nouvelle cotisation qui aurait une incidence sur les activités à tarifs réglementés pourrait être recouvrable auprès des clients ou remboursable à ceux-ci au moyen du compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes autorisé par la CEO.

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 reportés sont établis selon les écarts entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales des actifs et des passifs. Les montants reportés sont évalués au moyen des taux d'imposition 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 reportés est imputée aux résultats dans la période où la modification entre en vigueur.

Si la direction établit qu'il est plus probable qu'improbable qu'une partie ou la totalité de l'actif d'impôts reportés ne pourra être réalisée, une provision pour moins-value est comptabilisée pour ramener le solde au montant qui devrait se réaliser.

OPG constate les impôts reportés associés à ses activités réglementées et comptabilise un actif ou un passif réglementaire compensatoire au titre des impôts reportés qui devraient être recouverts ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle.

Les économies d'impôts liées aux positions fiscales prises, ou devant être prises, dans une déclaration de revenus et relatives à des crédits d'impôt à l'investissement sont comptabilisées seulement lorsque le seuil « plus probable qu'improbable » est atteint. Les économies d'impôts et les crédits d'impôt à l'investissement sont mesurés en fonction du montant le plus élevé dont la probabilité qu'il soit réalisé lors du règlement est supérieure à 50 %.

Les crédits d'impôt à l'investissement sont comptabilisés en réduction de la charge d'impôts. OPG classe les intérêts et les pénalités liés aux économies d'impôts non constatées comme charge d'impôts.

Modifications de méthodes et d'estimations comptables

Changement d'estimation des passifs nucléaires

Au cours du quatrième trimestre de 2016, une mise à jour complète de l'estimation des obligations d'OPG liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement de centrales nucléaires a été réalisée dans le cadre du processus requis de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA. Au 31 décembre 2016, cette mise à jour avait entraîné une diminution d'environ 1 570 millions de dollars des passifs nucléaires et une diminution correspondante des coûts de mise hors service d'immobilisations capitalisés pour les centrales nucléaires auxquelles les passifs se rapportent. OPG procède à un examen exhaustif des hypothèses sous-jacentes et des estimations des coûts de base pour la gestion des déchets nucléaires et le déclassement de centrales nucléaires au moins une fois tous les cinq ans, conformément au processus requis de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA.

La diminution des passifs nucléaires et des coûts de mise hors service d'immobilisations capitalisés connexes comptabilisés au 31 décembre 2016 n'a eu aucune incidence sur le bénéfice d'OPG pour 2016. L'incidence estimative de ces changements sur les charges en 2017, compte non tenu de l'incidence des comptes d'écarts et de reports réglementaires, comprend une diminution d'environ 8 millions de dollars de la dotation aux amortissements, une diminution d'environ 78 millions de dollars de la charge de désactualisation et une diminution d'environ 20 millions de dollars des charges variables relatives au combustible nucléaire irradié et aux déchets de faible activité et de moyenne activité. Dans le cadre de la méthode actuelle de recouvrement des coûts approuvée par la CEO pour les obligations d'OPG liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement de centrales nucléaires, ces incidences pour 2017 devraient être en grande partie compensées par le compte de report des passifs nucléaires et le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce autorisés par la CEO en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*, ou par les révisions correspondantes des tarifs réglementés pour la production nucléaire d'OPG.

Au cours du quatrième trimestre de 2016, OPG a comptabilisé une réduction des actifs des Fonds distincts nucléaires de 88 millions de dollars dans le bilan consolidé en raison de la mise à jour du plan de référence de l'ONFA, ce qui s'est traduit par une diminution du rendement des Fonds distincts nucléaires et une augmentation correspondante du montant à payer à la Province. Cet ajustement comptable représentait la surcapitalisation additionnelle du Fonds distinct pour combustible irradié et du Fonds distinct de déclassement au 31 décembre 2016 découlant de la réduction des obligations liées au cycle de vie selon la mise à jour du plan de référence de l'ONFA. Ce montant excédentaire a été comptabilisé comme un montant à payer à la Province, puisqu'OPG n'a pas le droit de retirer le montant des Fonds distincts nucléaires et que tout excédent de capitalisation dans les fonds doit être versé à la Province à l'expiration de l'ONFA. De la réduction des actifs des Fonds distincts nucléaires de 88 millions de dollars, une tranche de 43 millions de dollars a été compensée par le montant de l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce. Le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce est présenté à la note 5.

Régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite

Une nouvelle évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG a été déposée auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario (la « CSFO ») en septembre 2016 réalisée en date du 1^{er} janvier 2016. Les obligations de capitalisation annuelle selon la nouvelle évaluation actuarielle sont présentées à la note 15. En outre, OPG a procédé en 2016 à une évaluation actuarielle exhaustive aux fins comptables de ses régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite, à partir de données démographiques au 1^{er} janvier 2016, conformément à la nouvelle évaluation actuarielle, et d'hypothèses au 31 décembre 2016. Dans le cadre de l'évaluation, les hypothèses démographiques et les autres hypothèses des régimes ont été examinées, et révisées au besoin, par des actuaires indépendants.

Le taux d'actualisation moyen pondéré utilisé pour calculer les obligations projetées au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite au 31 décembre 2016 était de 3,9 %. Il s'agit d'une baisse par rapport au taux d'actualisation de 4,1 % utilisé pour calculer les obligations au 31 décembre 2015.

Le déficit du régime de retraite agréé, aux fins comptables, a augmenté, passant de 2 315 millions de dollars au 31 décembre 2015 à 2 693 millions de dollars au 31 décembre 2016. L'augmentation est en grande partie attribuable à une réévaluation des obligations à la fin de 2016 pour tenir compte de la baisse des taux d'actualisation, du coût des services rendus et des intérêts débiteurs pour l'exercice, le tout en partie contrebalancé par l'incidence de la mise à jour des données sur les participants aux régimes dans le cadre de l'évaluation actuarielle de 2016 et des cotisations de l'employeur au régime de retraite au cours de l'exercice.

Les obligations projetées au titre des prestations d'avantages complémentaires de retraite ont diminué, passant de 3 188 millions de dollars au 31 décembre 2015 à 2 992 millions de dollars au 31 décembre 2016. La diminution est en grande partie attribuable à la révision à la baisse de l'hypothèse des coûts des indemnités de soins de santé par participant dans le cadre de l'évaluation actuarielle de 2016, en partie contrebalancée par la réévaluation des obligations à la fin de 2016 pour tenir compte de la baisse des taux d'actualisation.

Au 31 décembre 2016, la perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite totalisaient 3 668 millions de dollars (3 646 millions de dollars en 2015). La perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis aux 31 décembre 2016 et 2015 s'établissaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Gain actuariel net non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	(570)	(809)	-	-	-	-
Perte actuarielle nette non amortissable en raison de l'utilisation du corridor	1 619	1 544	34	30	267	293
Perte actuarielle nette amortissable	2 238	2 288	72	47	3	247
Perte actuarielle nette non amortie	3 287	3 023	106	77	270	540
Coûts des services passés non amortis	-	-	-	-	5	6

Un changement dans les hypothèses suivantes, toutes les autres hypothèses demeurant constantes, se traduirait par une augmentation (diminution) des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés¹	Régimes de retraite complémentaires¹	Avantages complémentaires de retraite¹
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(30)	s. o.	s. o.
Diminution de 0,25 %	30	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(57)	(1)	(12)
Diminution de 0,25 %	60	1	16
Inflation			
Augmentation de 0,25 %	103	1	1
Diminution de 0,25 %	(97)	(1)	(1)
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	20	3	1
Diminution de 0,25 %	(20)	(2)	(1)
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s. o.	s. o.	86
Diminution de 1 %	s. o.	s. o.	(52)

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

¹ Sauf l'incidence des comptes d'écarts et de report réglementaires.

Décision de la CEO sur la requête de décembre 2014 d'OPG

En janvier 2016, la CEO a rendu sa décision à l'égard de la requête d'OPG déposée en décembre 2014 demandant à la CEO de revoir certains passages de sa décision de novembre 2014, y compris le rejet de certains coûts en capital pour le tunnel de Niagara, et de les modifier. Dans sa décision de janvier 2016, la CEO a renversé une partie de sa décision portant sur le rejet de certains coûts en capital engagés pour le tunnel de Niagara et a établi un nouveau compte d'écarts, le compte d'écarts relatifs au rejet des soldes d'avant décembre 2008 du tunnel de Niagara, pour y consigner l'incidence sur les besoins en revenus de la partie annulée du rejet en date du 1^{er} novembre 2014. Le rejet de novembre 2014 avait entraîné la sortie de coûts en capital de 77 millions de dollars au quatrième trimestre de 2014. Afin de refléter le recouvrement futur prévu de la partie annulée du rejet, OPG a comptabilisé une augmentation dans les immobilisations corporelles et un gain correspondant de 22 millions de dollars en 2016 conformément au Topic 980 de l'Accounting Standards Codification (« ASC ») intitulé *Regulated Operations*. Au cours de 2016, OPG a comptabilisé également un actif réglementaire de 3 millions de dollars pour le solde du compte d'écarts relatifs au rejet des soldes d'avant décembre 2008 du tunnel de Niagara.

Prises de position comptables récentes n'ayant pas encore été adoptées

Produits tirés des contrats conclus avec les clients

En mai 2014, le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») a publié la mise à jour Accounting Standards Update 2014-09, intitulée *Revenue from Contracts with Customers* (Topic 606) (« ASU-2014-09 »), qui remplace la quasi-totalité des lignes directrices existantes sur la comptabilisation des produits faisant partie des PCGR des États-Unis, notamment les lignes directrices sur la comptabilisation selon les secteurs. Selon le principe de base énoncé dans le Topic 606, une entité doit comptabiliser les produits au moment du transfert des biens ou des services promis aux clients selon un montant qui reflète la contrepartie que l'entité s'attend à recevoir en échange de

ces biens ou services. Les entités peuvent appliquer la norme selon une application rétrospective intégrale ou une application rétrospective modifiée pour leur exercice ouvert à compter du 1^{er} janvier 2018, y compris les périodes intermédiaires de cet exercice. L'adoption anticipée est permise.

À l'heure actuelle, OPG a l'intention d'appliquer cette nouvelle norme sur la comptabilisation des produits pour ses états financiers intermédiaires du premier trimestre de 2018. Au cours de 2016, la Société a adopté un cadre global de gouvernance de projets prévoyant la mise sur pied d'un comité de direction, d'un comité des parties prenantes et de mise en œuvre, d'un Bureau de gestion des projets et de différents groupes de travail. Les groupes de travail sont composés de parties prenantes mixtes de la fonction finances et d'autres fonctions qui participeront à la mise en œuvre financière et opérationnelle de la nouvelle norme comptable. Des mises à jour techniques ainsi qu'une formation ciblée ont été offertes aux contrôleurs financiers et aux membres des groupes de travail en fonction de leurs responsabilités au cours de 2016.

La Société est en voie de conclure sa décision sur l'approche d'adoption à appliquer et évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés.

Comptabilisation des contrats de location

En février 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-02, intitulée *Leases* (Topic 842). La mise à jour apporte de nombreuses modifications à la ligne directrice en vigueur sur la comptabilisation des contrats de location, en particulier pour les locataires, et vise à améliorer la transparence et la comparabilité de l'information entre les entreprises en exigeant de comptabiliser les actifs et les passifs découlant des contrats de location dans le bilan. La norme est en vigueur pour l'exercice ouvert à compter du 15 décembre 2018, y compris les périodes intermédiaires comprises dans cet exercice. Les entités doivent adopter une approche rétrospective modifiée pour les contrats de location existants ou les contrats de location conclus après le début de la première période de comparaison présentée dans les états financiers pour la période d'adoption. Une application rétrospective intégrale est interdite. L'adoption anticipée est permise.

Au cours de 2016, la Société a adopté un cadre global de gouvernance des projets prévoyant la mise sur pied d'un comité de direction, d'un comité des parties prenantes et de mise en œuvre, d'un Bureau de gestion des projets et de différents groupes de travail. Les groupes de travail sont composés de parties prenantes mixtes de la fonction finances et d'autres fonctions qui participeront à la mise en œuvre financière et opérationnelle de la nouvelle norme comptable. La Société évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés.

Comptabilisation et évaluation des actifs financiers et passifs financiers

En janvier 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-01, intitulée *Financial Instruments – Overall : Recognition and Measurement of Financial Assets and Financial Liabilities*. Selon la mise à jour de la ligne directrice, les entités devront évaluer les titres de capitaux propres à la juste valeur et comptabiliser toute variation de la juste valeur dans le bénéfice net. La mise à jour s'appliquera à l'exercice 2018 pour OPG, y compris aux périodes intermédiaires. Par conséquent, à compter du 1^{er} janvier 2018, le classement des titres comme disponibles à la vente ne sera plus possible, et tout gain ou perte latent lié à ces titres devra être comptabilisé dans le bénéfice net plutôt que dans les autres éléments du résultat étendu. Tous les gains ou pertes latents liés aux titres disponibles à la vente présentés par OPG dans le cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin de 2017 devront être reclassés dans les bénéfices non répartis à compter du 1^{er} janvier 2018. Les actions d'Hydro One Limited (« Hydro One ») détenues par OPG sont actuellement les seuls titres disponibles à la vente de la Société. Au 31 décembre 2016, ces actions étaient évaluées à 212 millions de dollars dans le bilan consolidé, pour lesquelles une perte de 1 million de dollars a été comptabilisée dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. OPG continuera à évaluer si cette ASU aura d'autres incidences sur ses états financiers consolidés.

Transferts intragroupes d'actifs, outre les transferts de stocks

En octobre 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-16, intitulée *Income Taxes*, selon laquelle les entités devront comptabiliser les incidences fiscales de certains transferts intragroupes d'actifs comme une charge ou une économie d'impôts au cours de la période où le transfert survient. Contrairement à la nouvelle norme, la ligne directrice existante exige que les entités reportent ces incidences fiscales jusqu'à ce que l'actif transféré ait été vendu à un tiers ou autrement comptabilisé. OPG doit adopter cette ASU le 1^{er} janvier 2018. Les modifications de cette ASU doivent être appliquées selon une approche rétrospective modifiée en comptabilisant l'ajustement pour l'incidence cumulative directement au solde d'ouverture des bénéfices non répartis de la période d'adoption. OPG prévoit comptabiliser un ajustement pour l'incidence cumulative de 7 millions de dollars en diminution du solde d'ouverture des bénéfices non répartis de 2018.

Adoption de mises à jour de normes comptables importantes

Informations à fournir sur les placements dans certaines entités qui calculent la valeur liquidative par action

En mai 2015, le FASB a publié l'ASU 2015-07, intitulée *Fair Value Measurement (Topic 820) – Disclosures for Investments in Certain Entities That Calculate Net Asset Value per Share (or its Equivalent)*. Selon cette nouvelle norme, les placements évalués à la valeur liquidative, qui ont été choisis comme substitut pratique de la juste valeur selon la directive, sont exclus de la hiérarchie des justes valeurs. L'exclusion de la hiérarchie des justes valeurs des placements évalués selon ce substitut pratique vise à éliminer la diversité de méthodes qui étaient utilisées pour classer les placements. Le seul critère de classement des placements selon la hiérarchie des justes valeurs est le caractère observable des données. OPG a adopté en 2016 les mises à jour de l'ASU Topic 820, intitulée *Fair Value Measurement*. Les modifications apportées aux obligations d'information par ces mises à jour sont présentées aux notes 11 et 13.

4. IMMOBILISATIONS CORPORELLES, ACTIFS INCORPORELS ET AMORTISSEMENT

La dotation aux amortissements, y compris les montants comptabilisés dans les comptes d'écarts et de report réglementaires autorisés par la CEO, pour les exercices clos les 31 décembre se présente comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015
Amortissement des immobilisations corporelles	602	617
Amortissement des actifs incorporels	27	20
Montants comptabilisés dans les comptes d'écarts et de report réglementaires	26	(1)
Amortissement des actifs et passifs réglementaires (<i>note 5</i>)	602	464
	1 257	1 100

Les immobilisations corporelles aux 31 décembre étaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015
Centrales nucléaires	11 057	11 999
Centrales hydroélectriques réglementées	9 430	9 351
Centrales du portefeuille de production liée par contrat	3 751	3 713
Autres immobilisations corporelles	1 595	1 839
Constructions en cours	3 482	2 567
	29 315	29 469
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	7 948	7 359
Autres immobilisations corporelles	1 369	1 515
	9 317	8 874
	19 998	20 595

En décembre 2015, OPG a reçu une déclaration de l'actionnaire et une résolution de l'actionnaire qui obligent la Société à vendre les locaux de son siège social et le parc de stationnement adjacent situés au 700 University Avenue et au 40 Murray Street à Toronto, en Ontario. La recherche active d'un acheteur s'est amorcée en octobre 2016. Par conséquent, au cours du quatrième trimestre de 2016, OPG a reclassé la valeur comptable nette de 96 millions de dollars (96 millions de dollars au 31 décembre 2015) de ces actifs hors des immobilisations corporelles du secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production pour la classer dans les autres actifs à court terme. L'amortissement de ces actifs a cessé au quatrième trimestre de 2016. En décembre 2016, l'entente d'achat et de vente a été conclue et la clôture de la vente devrait survenir au cours du deuxième trimestre de 2017. Un gain estimatif sur la vente, après impôts, de plus de 200 millions de dollars devrait être comptabilisé au moment de la clôture de la transaction. Par suite de la déclaration de l'actionnaire et de la résolution de décembre 2015 de l'actionnaire et comme le prescrit la *Loi de 2014 sur le Fonds Trillium*, OPG doit transférer le produit de cette vente, diminué des déductions prescrites aux termes de cette loi, au Trésor de la Province.

Les constructions en cours aux 31 décembre étaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015
Remise en état de la centrale Darlington	2 563	1 868
Centrale Peter Sutherland Sr.	236	95
Divers	683	604
	3 482	2 567

Les intérêts capitalisés dans les travaux de construction et d'aménagement en cours à un taux moyen de 5 % en 2016 (5 % en 2015) ont été de 141 millions de dollars (102 millions de dollars en 2015).

Les actifs incorporels aux 31 décembre étaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015
Centrales nucléaires	122	118
Centrales hydroélectriques réglementées	7	4
Centrales du portefeuille de production liée par contrat	4	5
Logiciels et autres actifs incorporels	350	321
Aménagement en cours	20	28
	503	476
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	120	115
Logiciels et autres actifs incorporels	284	263
	404	378
	99	98

La dotation aux amortissements totale estimative pour les cinq exercices consécutifs à venir à l'égard des actifs incorporels en service au 31 décembre 2016 se présente comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2017	2018	2019	2020	2021
Dotation aux amortissements	24	21	20	8	2

5. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

En décembre 2014, OPG a déposé une demande auprès de la CEO sollicitant son approbation pour recouvrer des soldes totalisant environ 1,8 milliard de dollars au 31 décembre 2014 dans la plupart des comptes d'écarts et de report réglementaires autorisés. Ces montants ont été approuvés sans ajustement par la CEO en 2015. En octobre 2015, la CEO a rendu une ordonnance concrétisant ses décisions de 2015 à l'égard de cette demande, autorisant le recouvrement par OPG de 933 millions de dollars sur la période du 1^{er} octobre 2015 au 31 décembre 2016 au moyen d'avenants tarifaires portant sur la production des centrales nucléaires et hydroélectriques réglementées d'OPG au cours de cette période. Les soldes approuvés restants font l'objet de recouvrements après 2016.

En 2016, OPG a comptabilisé une dotation à l'amortissement selon la méthode linéaire à l'égard des soldes d'actifs et de passifs réglementaires dans les comptes d'écarts et de report, dont l'utilisation était approuvée sur les périodes de recouvrement ou de remboursement autorisées par l'ordonnance d'octobre 2015 de la CEO. En 2015, OPG avait comptabilisé pareille dotation à l'amortissement selon la méthode linéaire sur les périodes de recouvrement ou de remboursement autorisées par les ordonnances de décembre 2014 et d'octobre 2015, rendues par la CEO, applicables à cette période.

Tout sous-recouvrement ou recouvrement en trop des soldes approuvés qui était attribuable aux écarts entre la production réelle et la production prévue est comptabilisé dans le compte d'écarts et de report relatif aux montants recouverts en trop et aux sous-recouvrements autorisés pour la production nucléaire et dans le compte semblable autorisé pour la production hydroélectrique et il sera, selon le cas, recouvré auprès des clients ou remboursé à ceux-ci dans l'avenir.

Les ordonnances rendues en décembre 2014 et en octobre 2015 par la CEO approuvent également le maintien des comptes d'écarts et de report autorisés précédemment, y compris ceux autorisés en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Au cours de la période du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2016, OPG a comptabilisé des ajouts dans les comptes d'écarts et de report comme autorisé par ces ordonnances, relativement aux montants prévus

inclus dans les tarifs réglementés fondés sur le coût du service qui étaient en vigueur pour cette période, le cas échéant. Lorsque la CEO l'y avait autorisée, OPG a comptabilisé des intérêts sur les soldes non amortis dans les comptes d'écarts et de report appropriés aux taux prescrits de la CEO de 1,10 % par année pour la période du 1^{er} avril 2015 au 31 décembre 2016 et de 1,47 % par année pour la période du 1^{er} janvier 2015 au 31 mars 2015.

Dans sa demande de nouveaux tarifs réglementés de mai 2016 déposée auprès de la CEO, OPG a réclamé de nouveaux avenants tarifaires aux fins de recouvrement, ou de remboursement, des soldes au 31 décembre 2015 dans tous les comptes d'écarts et de report réglementés autorisés par la CEO, à l'exception du compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement, diminués des montants approuvés antérieurement aux fins de recouvrement, ou de remboursement, en 2016 au moyen d'avenants tarifaires en vigueur jusqu'au 31 décembre 2016. Les ajouts comptabilisés dans ces comptes en 2016 devaient être soumis à la CEO pour examen et approbation dans une demande future. Dans sa demande de mai 2016, OPG a sollicité également le maintien de tous les comptes d'écarts et de report existants applicables.

En janvier 2017, OPG et les intervenants ont conclu un projet d'accord de règlement portant sur un nombre limité de questions contenues dans la demande d'OPG (le « projet d'accord de règlement »). Le projet d'accord de règlement a été soumis à l'approbation de la CEO. Parmi les questions réglées, le projet d'accord de règlement prévoit le maintien de tous les comptes d'écarts et de report existants applicables et l'autorisation du remboursement des soldes d'un certain nombre de comptes d'écarts et de report conformément à la demande d'OPG. En outre, ce projet d'accord aurait pour résultat d'approuver les ajustements proposés par OPG aux tarifs réglementés de base existants pour la production hydroélectrique réglementée aux fins d'établissement d'un point de départ pour l'application d'une méthode de tarification fondée sur une réglementation incitative pour la période de 2017 à 2021. Les soldes du compte de report des passifs nucléaires, du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce et du compte d'écarts de remise en état de la capacité sont exclus de la portée du projet d'accord de règlement. Les périodes de recouvrement ou de remboursement des soldes des comptes d'écarts et de report acceptés sont également exclues de ce projet. Le projet d'accord de règlement n'a pas eu d'incidence sur les résultats financiers de 2016 d'OPG.

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015
Actifs réglementaires		
<i>Comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO</i>		
Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	716	865
Compte de report de l'écart de coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement (<i>note 11</i>)	497	315
Compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire	210	114
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	95	95
Compte d'écarts et de report relatif aux montants recouverts en trop et aux sous-recouvrements pour la production nucléaire	74	82
Autres comptes d'écarts et de report	33	243
	1 625	1 714
Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (<i>note 11</i>)	3 392	3 362
Impôts reportés (<i>note 9</i>)	838	792
Total des actifs réglementaires	5 855	5 868
Moins : tranche à court terme	-	628
Actifs réglementaires à long terme	5 855	5 240
Passifs réglementaires		
<i>Comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO</i>		
Compte d'écarts de remise en état de la capacité	102	-
Autres comptes d'écarts et de report	208	60
Total des passifs réglementaires	310	60
Moins : tranche à court terme	-	26
Passifs réglementaires à long terme	310	34

La variation des actifs et des passifs réglementaires pour 2016 et 2015 s'établit comme suit :

(en millions de dollars)	Écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement	Écarts de production hydroélectrique de base excédentaire	Écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	Écarts et report relatifs aux montants recouverts en trop et aux sous-recouvrements pour la production nucléaire	Écarts de remise en état de la capacité	Autres écarts et report (montant net)	Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Impôts reportés
Actifs réglementaires, montant net au 1 ^{er} janvier 2015	939	36	67	315	56	190	320	4 363	861
Augmentation (diminution)	-	279	82	(149)	44	(68)	3	(1 001)	(69)
Intérêts	-	-	-	-	1	2	1	-	-
Amortissement	(74)	-	(35)	(71)	(19)	(124)	(141)	-	-
Actifs réglementaires, montant net au 31 décembre 2015	865	315	114	95	82	-	183	3 362	792
Augmentation (diminution)	-	182	126	143	29	(36)	(184)	30	46
Intérêts	-	-	2	-	1	-	-	-	-
Amortissement	(149)	-	(32)	(143)	(38)	(66)	(174)	-	-
Actifs réglementaires, montant net au 31 décembre 2016	716	497	210	95	74	(102)	(175)	3 392	838

Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite

Comme autorisé par la CEO, pour la période du 1^{er} mars 2011 au 30 octobre 2014, le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite comprend les écarts entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG pour les activités à tarifs réglementés établis selon la méthode de la comptabilité d'engagement ainsi que les incidences fiscales connexes, et les coûts prévus correspondants inclus dans les tarifs réglementaires alors en vigueur. Dans sa décision rendue en novembre 2014, la CEO a établi que les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite compris dans les tarifs réglementés d'OPG établis par cette décision en vigueur à compter du 1^{er} novembre 2014 seraient limités aux cotisations minimales estimées de la Société à son régime de retraite agréé et aux charges d'OPG prévues au titre des avantages complémentaires de retraite et des régimes de retraite complémentaires. Par conséquent, la CEO a ordonné que l'amortissement pour le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite ne soit comptabilisé qu'à compter du 1^{er} novembre 2014.

Dans son ordonnance d'octobre 2015, la CEO a approuvé le maintien du recouvrement autorisé précédemment de 10/12 du solde du compte au 31 décembre 2012, sur une période de 144 mois prenant fin le 31 décembre 2024. Le recouvrement des montants comptabilisés dans le compte en 2013 et 2014 a été approuvé sur une période de 72 mois prenant fin le 30 juin 2021 par l'ordonnance d'octobre 2015 de la CEO. Dans sa demande de nouveaux tarifs réglementés de mai 2016, OPG a sollicité le maintien de ces calendriers de recouvrement.

Compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement

Dans sa décision de novembre 2014 et son ordonnance de décembre 2014, la CEO a créé le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement. À compter du 1^{er} novembre 2014, ce compte de report comptabilise l'écart entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG pour les activités à tarifs réglementés calculés au moyen de la méthode de la comptabilité d'engagement selon les PCGR des États-Unis et les dépenses au comptant réelles correspondantes d'OPG pour ces régimes. Le solde du compte au 31 décembre 2016 représente les coûts excédentaires calculés au moyen de la méthode de la comptabilité d'engagement plutôt que de la méthode de la comptabilité de trésorerie du 1^{er} novembre 2014 au 31 décembre 2016. La Société a comptabilisé le montant réservé dans le compte de report à titre d'actif réglementaire.

La décision de novembre 2014 de la CEO indiquait que le recouvrement futur, le cas échéant, des montants comptabilisés dans le compte de report serait assujéti à la conclusion de l'instance générale de la CEO portant sur le traitement et le recouvrement réglementaires des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. Le processus de consultation de la CEO devant mener l'élaboration des principes normatifs qui orienteront son examen à venir des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite des services publics à tarifs réglementés des secteurs de l'électricité et du gaz naturel, y compris l'établissement des mécanismes réglementaires appropriés pour le recouvrement des coûts a été amorcé par la CEO en mai 2015 et se poursuit.

Dans sa demande de nouveaux tarifs réglementés de mai 2016, OPG a proposé de maintenir la comptabilisation de l'écart entre le coût réel des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite pour les activités à tarifs réglementés établis selon la méthode de la comptabilité d'engagement et les dépenses au comptant réelles correspondantes pour ces régimes dans le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement jusqu'à l'issue du processus de consultation de la CEO.

Compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire

Le compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire comprend l'incidence de la production abandonnée des centrales hydroélectriques réglementées d'OPG en raison des conditions de production de base excédentaire.

L'ordonnance d'octobre 2015 de la CEO prévoit le recouvrement des montants comptabilisés dans le compte au cours de 2014, sur une période de 18 mois, soit du 1^{er} juillet 2015 au 31 décembre 2016. Au 31 décembre 2016, le solde d'actif réglementaire représentait les montants comptabilisés dans ce compte au cours de 2015 et 2016.

Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO doit inclure l'écart entre les revenus et les coûts d'OPG relatifs aux deux centrales nucléaires louées à Bruce Power pour le calcul des tarifs réglementés de la production des centrales nucléaires réglementées d'OPG. Selon les exigences du *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO a établi un compte d'écarts qui comprend les écarts entre les revenus réels et les coûts réels d'OPG relatifs à ces centrales et les prévisions correspondantes qui sont incluses dans les tarifs réglementés approuvés pour la production nucléaire, y compris les coûts associés aux passifs nucléaires d'OPG et la tranche du rendement des Fonds distincts nucléaires liée aux centrales Bruce.

En 2013, la CEO a ordonné le recouvrement de la partie du solde du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce qui se rapporte à l'incidence du passif dérivé incorporé dans le contrat de location entre OPG et Bruce Power lié aux centrales nucléaires Bruce (le « contrat de location des centrales Bruce ») dans sa version

antérieure à décembre 2015, en tenant compte des rabais prévus de loyer à payer par OPG à Bruce Power et de l'incidence fiscale s'y rapportant. L'ordonnance d'octobre 2015 de la CEO a réaffirmé cette approche et fait inclure, dans le cadre du remboursement de montants approuvés sur la période qui s'étend jusqu'à la fin de 2016, des montants relatifs au passif dérivé. En décembre 2015, par suite des modifications apportées au contrat de location des centrales Bruce, OPG a effectué une écriture de contrepassation du passif dérivé et comptabilisé une réduction correspondante de l'actif réglementaire dans le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce. Les montants recouvrés auprès des clients pour le passif dérivé pendant les périodes suivant l'écriture de contrepassation sont susceptibles de faire l'objet d'un remboursement dans l'avenir et ont été comptabilisés à titre de passif réglementaire compris dans le solde du compte d'écarts.

Dans son ordonnance d'octobre 2015, la CEO a approuvé le maintien du recouvrement autorisé précédemment de la partie non dérivée du solde du compte au 31 décembre 2012 sur une période de 48 mois prenant fin le 31 décembre 2016 et le recouvrement de la partie non dérivée des montants comptabilisés dans ce compte en 2013 et 2014 sur une période de 18 mois prenant fin le 31 décembre 2016.

Le solde de l'actif réglementaire du compte d'écarts de revenus nets de location des centrales Bruce au 31 décembre 2016 comprend un montant net de 164 millions de dollars recouvrable auprès des clients au titre des écarts non dérivés comptabilisés en 2015 et 2016, en partie contrebalancé par un passif de 69 millions de dollars remboursable aux clients au titre de montants recouvrés du passif dérivé depuis sa reprise en décembre 2015. Les montants non dérivés comptabilisés en 2016 comprennent ceux découlant de l'ajustement des passifs nucléaires et des changements connexes dans les durées de vie utile estimatives des centrales nucléaires d'OPG aux fins comptables entrés en vigueur le 31 décembre 2015.

Compte d'écarts et de report relatif aux montants recouvrés en trop et aux sous-recouvrements pour la production nucléaire

Tout sous-recouvrement ou recouvrement en trop des soldes approuvés des comptes d'écarts et de report qui était attribuable aux écarts entre la production réelle et la production prévue pour la production nucléaire est comptabilisé dans le compte d'écarts et de report relatif aux montants recouvrés en trop et aux sous-recouvrements pour la production nucléaire. Le compte comprend également le transfert des soldes des autres comptes d'écarts et de report lorsqu'ils viennent à échéance, de temps à autre.

L'ordonnance d'octobre 2015 de la CEO prévoit le recouvrement des montants comptabilisés dans le compte en 2013 et 2014, sur une période de 18 mois, soit du 1^{er} juillet 2015 au 31 décembre 2016. Le solde d'actif réglementaire au 31 décembre 2016 représente des montants comptabilisés dans ce compte au cours de 2015 et 2016.

Compte d'écarts de remise en état de la capacité

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO a approuvé le compte d'écarts de remise en état de la capacité. Le compte comprend les écarts par rapport aux prévisions qui sont reflétés dans les tarifs réglementés pour le coût en capital et les coûts autres qu'en capital engagés pour accroître la production, remettre en état ou ajouter de la capacité à une ou à plusieurs centrales réglementées. Le solde du compte au 31 décembre 2016 comprend les écarts se rapportant à la remise en état de la centrale nucléaire Darlington, aux initiatives de prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire Pickering et à d'autres projets.

OPG détermine les montants qui doivent être recouvrés auprès des consommateurs, ou remboursés à ces derniers, à l'égard des écarts relatifs aux coûts en capital comme l'écart par rapport aux prévisions de la dotation aux amortissements et du coût du capital liés aux installations mises en service qui sont reflétées dans les tarifs réglementés, ainsi que l'incidence fiscale connexe. Le montant du coût du capital inclus dans le compte est calculé en fonction du coût moyen pondéré du capital, y compris un rendement des capitaux propres, comme l'autorise la CEO pour établir les tarifs réglementés. Conformément aux PCGR des États-Unis, lorsqu'OPG comptabilise un actif réglementaire pour ces montants, la partie des ajouts au coût du capital comptabilisés se limite aux montants

calculés à l'aide du taux moyen des intérêts capitalisés employé pour les travaux de construction et d'aménagement en cours. Une fois l'approbation du recouvrement par la CEO obtenue, l'amortissement de ces soldes est comptabilisé dans les états financiers consolidés en fonction des montants comptabilisés comme actif réglementaire. Cela pourrait avoir une incidence sur le bénéfice net au moment du recouvrement de ces soldes, puisque l'amortissement de l'actif réglementaire pour les ajouts au coût du capital comptabilisés au taux moyen des intérêts capitalisés serait inférieur aux montants correspondants recouverts à titre de revenu, selon les soldes approuvés par la CEO calculés en fonction du coût moyen pondéré du capital.

L'ordonnance d'octobre 2015 de la CEO prévoit le recouvrement des montants comptabilisés dans le compte en 2013 et 2014, sur une période de 18 mois, soit du 1^{er} juillet 2015 au 31 décembre 2016. Le solde du passif réglementaire au 31 décembre 2016 représente des montants comptabilisés dans ce compte au cours de 2015 et 2016.

Compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie des centrales nucléaires

En décembre 2015, comme exigé par les décisions et ordonnances antérieures de la CEO, OPG a déposé auprès de la CEO une demande sollicitant une ordonnance comptable afin de créer un nouveau compte de report pour y consigner les incidences sur les besoins en revenus des centrales nucléaires Pickering et Darlington qu'auront les variations des passifs nucléaires et de la dotation aux amortissements par suite des changements dans les durées de vie utile estimatives des centrales nucléaires d'OPG aux fins comptables, entrés en vigueur le 31 décembre 2015. Ces incidences n'ont pas été prises en compte dans les tarifs réglementés en place. En mars 2016, la CEO a rendu sa décision finale et une ordonnance créant le compte demandé, Compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie des centrales nucléaires, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2016. Au 31 décembre 2016, OPG a comptabilisé un passif réglementaire de 71 millions de dollars lié au solde du compte de report. Ces incidences seront consignées dans le compte de report jusqu'à l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs réglementés reflétant les changements ci-dessus.

Les prolongations des durées de vie utile estimatives des centrales nucléaires d'OPG entrées en vigueur le 31 décembre 2015, aux fins comptables, comprennent la prolongation des centrales Bruce A et Bruce B pour tenir compte des dates de fin de vie estimatives figurant dans la mise à jour de la convention de remise en état conclue entre la SIERE et Bruce Power, qui a été annoncée en décembre 2015, la prolongation de un an de la centrale Darlington pour tenir compte de l'approbation du calendrier de remise en état en 2015 et la prolongation de moins de un an de la centrale Pickering. Pour refléter les changements susmentionnés, OPG a comptabilisé une augmentation totalisant 2 330 millions de dollars dans les passifs nucléaires et une augmentation correspondante dans les coûts de mise hors service d'immobilisations connexes capitalisés dans les immobilisations corporelles, en date du 31 décembre 2015.

Autres comptes d'écarts et de report

Actifs réglementaires

Aux 31 décembre 2016 et 2015, les actifs réglementaires des autres comptes d'écarts et de report comprenaient des montants comptabilisés dans le compte de report des passifs nucléaires, le compte d'écarts et de report relatif aux montants recouverts en trop et aux sous-recouvrements pour la production hydroélectrique, le compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires et le compte d'écarts de l'amortissement liés à la prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire Pickering.

En vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*, le compte de report des passifs nucléaires a été autorisé par la CEO pour y comptabiliser les variations des passifs d'OPG liés à la gestion du combustible nucléaire irradié et au déclassement des centrales nucléaires, et les passifs liés à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité associés aux centrales nucléaires détenues et exploitées par OPG, qui comprennent les centrales nucléaires Pickering et

Darlington. Le compte de report comprend l'incidence sur les besoins en revenus des variations de ces passifs attribuable à un plan de référence approuvé, selon les modalités de l'ONFA.

Le compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires comprend les écarts entre les coûts réels autres qu'en capital engagés et les engagements financiers fermes pris pendant la planification et la préparation de l'aménagement de nouveaux projets de centrales nucléaires et les prévisions de ces coûts incluses dans les tarifs réglementés approuvés par la CEO.

Le solde du compte d'écarts de l'amortissement liés à la prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire Pickering a été comptabilisé entièrement pendant la période du 1^{er} novembre 2014 au 31 décembre 2014 et entièrement amorti au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016 en fonction de la période de recouvrement autorisée dans l'ordonnance d'octobre 2015 de la CEO.

Au 31 décembre 2016, les actifs réglementaires des autres comptes d'écarts et de report comprenaient aussi les montants du compte d'écarts relatif au rejet des soldes d'avant décembre 2008 du tunnel de Niagara qui est présenté à la note 3.

Au 31 décembre 2015, les actifs réglementaires des autres comptes d'écarts et de report comprenaient aussi les montants du compte d'écarts liés aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. À compter du 1^{er} novembre 2014, ce compte comptabilise l'écart entre les cotisations réelles d'OPG à ses régimes de retraite agréés ainsi que ses charges au titre des avantages complémentaires de retraite et des régimes de retraite complémentaires pour les activités à tarifs réglementés, et les montants correspondants inclus dans les tarifs réglementés.

Passifs réglementaires

Aux 31 décembre 2016 et 2015, les passifs réglementaires des autres comptes d'écarts et de report comprenaient des montants comptabilisés dans le compte d'écarts relatif aux conditions hydrologiques, le compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires, le compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes, et le compte d'écarts relatifs au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité.

Le compte d'écarts relatif aux conditions hydrologiques comprend l'incidence des variations de la production d'hydroélectricité réglementée attribuables aux écarts entre les conditions hydrologiques prévues utilisées dans le calcul des prévisions de production approuvées par la CEO afin d'établir les tarifs pour la production hydroélectrique réglementée et les conditions hydrologiques réelles.

Le compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires a été autorisé par la CEO pour comprendre les écarts entre les revenus nets réels tirés des services auxiliaires hydroélectriques réglementés et nucléaires et les revenus prévus approuvés par la CEO lors de l'établissement des tarifs réglementés.

Le compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes comprend des variations des impôts sur les bénéfices qui se rapportent 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 ou aux règles d'imposition, ainsi qu'aux nouvelles cotisations d'impôt.

Le compte d'écarts relatifs au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité comptabilise un crédit aux clients correspondant à 50 % des revenus tirés du mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité d'OPG franchissant un certain seuil pour les centrales hydroélectriques réglementées.

Au 31 décembre 2016, les passifs réglementaires des autres comptes d'écarts et de report comprenaient aussi des montants du compte d'écarts liés aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et du compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie des centrales nucléaires.

Dans son ordonnance d'octobre 2015, la CEO a approuvé le recouvrement ou le remboursement de la majorité des soldes dans les autres comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2014, moins les montants approuvés dans l'ordonnance de décembre 2014, sur une période de 18 mois, soit du 1^{er} juillet 2015 au 31 décembre 2016.

Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite

L'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite correspond aux montants non amortis relativement aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite d'OPG qui ont été comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu et qui n'ont pas encore été reclassés dans la composante amortissement du coût des avantages liés à ces régimes. Ces montants devraient être récupérés auprès des clients à même les tarifs réglementés futurs. L'actif réglementaire est contrepassé au fur et à mesure que les soldes non amortis sous-jacents sont amortis comme des composantes du coût des avantages. Se reporter à la note 3, sous la rubrique *Comptabilisation des activités à tarifs réglementés*, pour en savoir plus. Les montants du cumul des autres éléments du résultat étendu qui se rapportent aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite sont présentés à la note 11.

Impôts reportés

OPG est tenue de comptabiliser un actif ou un passif réglementaire au titre des impôts reportés qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle pour l'électricité produite par les installations réglementées d'OPG. De plus, OPG est tenue de constater un passif ou un actif d'impôts reportés pour l'actif ou le passif réglementaire au titre du montant d'impôts reportés devant être inclus dans les tarifs réglementés futurs et payé aux consommateurs ou recouvré auprès de ceux-ci. Il est question des impôts sur les bénéfices à la note 9.

6. DETTE À LONG TERME

La dette à long terme était composée de ce qui suit aux 31 décembre¹ :

<i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015
Billets à payer à la SFIEO		
Billets de premier rang ²		
4,91 %, échéant en 2016	-	270
5,35 %, échéant en 2017	900	900
5,27 %, échéant en 2018	395	395
5,44 %, échéant en 2019	365	365
4,56 %, échéant en 2020	660	660
4,28 %, échéant en 2021	185	185
3,30 %, échéant en 2022	150	150
3,12 %, échéant en 2023	40	40
3,04 %, échéant en 2026	50	-
5,07 %, échéant en 2041	300	300
4,36 %, échéant en 2042	200	200
4,03 %, échéant en 2046	50	-
UMH Energy Partnership ³		
Billets de premier rang		
7,86 %, échéant en 2041	184	187
PSS Generating Station Limited Partnership ⁴		
Billets de premier rang		
4,90 %, échéant en 2067	245	245
Lower Mattagami Energy Limited Partnership ⁵		
Billets de premier rang		
2,35 %, échéant en 2017	200	200
4,46 %, échéant en 2021	225	225
3,53 %, échéant en 2024	200	200
2,40 %, échéant en 2026	220	-
5,26 %, échéant en 2041	250	250
5,05 %, échéant en 2043	200	200
4,26 %, échéant en 2046	275	275
4,26 %, échéant en 2052	225	225
Divers	15	-
	5 534	5 472
Moins : frais d'émission d'obligations	(14)	(13)
Moins : tranche échéant à moins d'un an	(1 103)	(273)
Dettes à long terme	4 417	5 186

¹ Les taux d'intérêt présentés reflètent les taux d'intérêt effectifs de la dette.

² La dette de premier rang confère à la SFIEO le droit de recevoir le paiement complet des montants qui lui sont dus et est de rang égal aux billets de premier rang de Lower Mattagami Energy Limited Partnership.

³ Ces billets sont garantis par les actifs du projet Upper Mattagami et Hound Chute. Les remboursements de principal de 3 millions de dollars par an sont versés chaque semestre jusqu'à l'échéance des billets en 2041, date à laquelle le solde du principal impayé de 116 millions de dollars devient exigible.

⁴ Ces billets sont garantis par les actifs du projet de centrale Peter Sutherland Sr. Sur ces billets, seuls les intérêts sont à payer jusqu'en 2025, après quoi commencent les remboursements par versements semestriels mixtes de principal et d'intérêts jusqu'à l'échéance en 2067, auquel moment le solde du principal impayé de 49 millions de dollars deviendra exigible.

⁵ Ces billets sont garantis par les actifs du projet de la rivière Lower Mattagami, y compris les installations en exploitation existantes et les nouvelles installations en exploitation, et sont assortis d'un droit de recours contre OPG jusqu'à la date d'expiration du droit de recours. Ces billets sont de rang égal aux billets de premier rang à payer à la SFIEO.

En décembre 2014, OPG a conclu une facilité de crédit aux fins générales du siège social de 800 millions de dollars auprès de la SFIEO à l'appui de ses besoins de financement pour 2015 et 2016. Au 31 décembre 2016, l'encours des emprunts à long terme sur cette facilité de crédit s'élevait à 100 millions de dollars, montant inclus dans le tableau précédent. Le solde de la facilité de crédit est venu à échéance le 31 décembre 2016. En juin 2016, OPG a conclu une facilité de crédit aux fins générales du siège social de 700 millions de dollars auprès de la SFIEO qui viendra à échéance le 31 décembre 2017. Au 31 décembre 2016, OPG n'avait aucun emprunt en cours sur cette facilité de crédit.

Les intérêts payés en 2016 se sont établis à 269 millions de dollars (269 millions de dollars en 2015), dont une tranche de 261 millions de dollars (261 millions de dollars en 2015) a trait aux intérêts payés sur la dette à long terme.

Au cours du quatrième trimestre de 2015, PSS, filiale d'OPG, a émis des titres de créance à long terme totalisant 245 millions de dollars à l'appui du projet de centrale Peter Sutherland Sr. La quasi-totalité du produit tiré de l'émission de titres de créance, soit 180 millions de dollars, a été investie dans un billet de dépôt structuré dont les dates d'échéance sont échelonnées de janvier 2016 à avril 2017. Au 31 décembre 2016, le solde de 70 millions de dollars du billet de dépôt était présenté dans les autres actifs à court terme dans les bilans consolidés, selon les modalités du billet de dépôt. Au 31 décembre 2015, un montant de 110 millions de dollars était présenté dans les autres actifs à court terme et un montant de 70 millions de dollars était présenté dans les autres actifs à long terme relativement à ce billet de dépôt.

En octobre 2016, Lower Mattagami Energy Limited Partnership (LME) a émis des billets de premier rang d'un total de 220 millions de dollars qui viendront à échéance en octobre 2026. Le taux d'intérêt effectif est de 2,40 % et le taux d'intérêt nominal, de 2,31 %.

En février 2017, OPG a émis des billets de premier rang payables à la SFIEO d'un total de 200 millions de dollars qui viendront à échéance en février 2047. Le taux d'intérêt effectif et le taux d'intérêt nominal sont de 4,12 %.

Les échéances contractuelles par exercice de l'encours de tous les emprunts à long terme, au 31 décembre 2016, se résument comme suit :

(en millions de dollars)

2017	1 103
2018	398
2019	368
2020	663
2021	413
Par la suite	2 589
	5 534

La valeur comptable nette des actifs donnés en nantissement au 31 décembre 2016 s'élevait à 3 510 millions de dollars (3 520 millions de dollars en 2015).

7. DETTE À COURT TERME ET INTÉRÊTS DÉBITEURS, MONTANT NET

OPG peut emprunter sur une facilité de crédit bancaire confirmée renouvelable de 1 milliard de dollars, divisée en deux tranches pluriannuelles de 500 millions de dollars. Au cours du deuxième trimestre de 2016, OPG a renouvelé les deux tranches et en a reporté l'échéance jusqu'en mai 2021. Aux 31 décembre 2016 et 2015, OPG n'avait aucun emprunt en cours sur sa facilité de crédit bancaire.

Au 31 décembre 2016, LME pouvait emprunter sur une facilité de crédit bancaire de 500 millions de dollars pour soutenir les obligations de financement du projet de la rivière Lower Mattagami, y compris son programme de papier commercial. La facilité consiste en une tranche de 300 millions de dollars qui vient à échéance en août 2021 et une tranche de 200 millions de dollars qui vient à échéance en août 2017. Au 31 décembre 2016, aucun papier commercial externe n'était en cours dans le cadre du programme de papier commercial de LME (225 millions de dollars en 2015). De plus, aux 31 décembre 2016 et 2015, LME n'avait aucun emprunt en cours sur sa facilité de crédit bancaire.

Au 31 décembre 2016, OPG pouvait emprunter sur des facilités de découvert non confirmées à court terme de 25 millions de dollars et sur des facilités de crédit non confirmées à court terme de 460 millions de dollars 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 générales du siège social. Au 31 décembre 2016, des lettres de crédit d'un total de 386 millions de dollars avaient été émises, dont 349 millions de dollars soutenant les régimes de retraite complémentaires, 36 millions de dollars servant aux fins générales du siège social et 1 million de dollars se rapportant à l'exploitation de la centrale PEC.

La Société a signé une convention de cession à une fiducie indépendante d'un droit de copropriété indivis dans ses créances actuelles et futures. Le montant maximal des droits de copropriété pouvant être cédés aux termes de cette convention est de 150 millions de dollars. En octobre 2016, la date d'échéance de la convention a été reportée, du 30 novembre 2016 au 30 novembre 2018. Aux 31 décembre 2016 et 2015, aux termes de cette convention, des lettres de crédit de 150 millions de dollars étaient en cours, pour soutenir les régimes de retraite complémentaires d'OPG.

En octobre 2014, UMH Energy Partnership a conclu une facilité de découvert non confirmée à court terme de 8 millions de dollars et des facilités de lettres de crédit de soutien irrévocables de 16 millions de dollars pour soutenir ses activités. Au 31 décembre 2016, des lettres de crédit d'un total de 14 millions de dollars avaient été émises en vertu de ces facilités.

Le tableau qui suit présente un sommaire des intérêts débiteurs, montant net, pour les exercices clos les 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015
Intérêt sur la dette à long terme	290	285
Intérêt sur la dette à court terme	8	8
Intérêts créditeurs	(7)	(9)
Intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels	(141)	(102)
Intérêts liés aux actifs et aux passifs réglementaires ¹	(30)	(2)
Intérêts débiteurs, montant net	120	180

¹ Comprennent les intérêts afin de comptabiliser les frais de financement liés aux comptes d'écarts et de report réglementaires, comme l'autorise la CEO, ainsi que les intérêts reportés dans le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce, dans le compte d'écarts de remise en état de la capacité et dans le compte d'écarts relatif au rejet des soldes d'avant décembre 2008 du tunnel de Niagara.

8. PASSIFS ET FONDS LIÉS À L'ENLÈVEMENT D'IMMOBILISATIONS NUCLÉAIRES ET À LA GESTION DES DÉCHETS NUCLÉAIRES

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires fondés sur la valeur actualisée se composaient de ce qui suit aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015
Passif lié au coût de gestion du combustible nucléaire irradié	11 292	12 793
Passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité	7 811	6 999
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	381	377
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	19 484	20 169

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015
Passifs au début de l'exercice	20 169	17 028
Augmentation des passifs en raison de la charge de désactualisation ¹	1 024	906
Diminution des passifs découlant du processus de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA (note 3)	(1 567)	-
Augmentation des passifs reflétant les variations des durées de vie utile estimatives des centrales nucléaires	-	2 330
Augmentation des passifs en raison des charges liées à la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets nucléaires et des autres charges ¹	133	123
Passifs réglés par les dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires	(275)	(218)
Passifs à la fin de l'exercice	19 484	20 169

¹ Les montants présentés ne tiennent pas compte de l'incidence des comptes d'écarts et de report réglementaires.

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires se composent des coûts qu'OPG prévoit 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 la préparation à l'arrêt sécuritaire et l'arrêt sécuritaire des centrales nucléaires, le démantèlement, 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 nucléaires de faible activité et de moyenne activité.

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 bon nombre d'années. La dernière mise à jour complète des estimations des coûts des passifs nucléaires est incluse dans le plan de référence de 2017-2021 en vertu de l'ONFA, qui a été finalisé et approuvé par la Province au quatrième trimestre de 2016 (le « plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA »). Comme il est mentionné à la note 3, en date du 31 décembre 2016, OPG a comptabilisé une diminution des passifs nucléaires d'environ 1 570 millions de dollars et une baisse correspondante des coûts de mise hors service d'immobilisations capitalisés dans la valeur comptable des immobilisations corporelles nucléaires afin de tenir compte des variations des estimations de coûts découlant du processus de mise à jour du plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA. La diminution des passifs au 31 décembre 2016 a été calculée en actualisant la diminution nette des flux de trésorerie futurs non actualisés selon le taux d'actualisation moyen pondéré de 4,95 % reflété dans le passif existant. Les taux d'accroissement des coûts utilisés pour déterminer les flux de trésorerie futurs non actualisés reflétés dans l'ajustement au 31 décembre 2016 des passifs nucléaires se situaient entre 2,0 % et 3,4 %.

Aux fins du calcul des passifs nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2016, il a été établi, selon les hypothèses comptables actuelles sur les fins de vie, que des activités de déclasserement des centrales nucléaires devraient avoir lieu au cours des 80 prochaines années environ. Les estimations des passifs nucléaires englobent notamment les flux de trésorerie estimatifs liés au déclasserement des centrales nucléaires pour une période d'environ 40 ans après la fermeture des centrales et jusqu'en 2088 pour ce qui est du stockage du combustible irradié dans le dépôt de déchets supposé à long terme, suivi d'une longue période de surveillance.

Les hypothèses importantes sur plusieurs facteurs techniques, opérationnels et économiques utilisés pour le calcul du montant à comptabiliser pour les passifs nucléaires font l'objet d'examen périodiques. Toute modification de ces hypothèses, notamment les hypothèses sur le calendrier des programmes de déchets nucléaires, y compris la construction d'installations destinées à l'évacuation des déchets, les dates de fin de vie des centrales, les méthodes d'évacuation des déchets, les indicateurs financiers ou les technologies utilisées, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des charges à payer. Compte tenu de la durée à long terme de ces programmes et de l'évolution de la technologie utilisée dans la gestion des déchets nucléaires, il existe beaucoup d'incertitude inhérente quant à la mesure des coûts de ces programmes, qui peuvent augmenter ou diminuer avec le temps.

Passif lié aux 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 LDCN, loi fédérale entrée en vigueur en 2002, les propriétaires de déchets de combustible nucléaire au Canada ont mis sur pied une entité de gestion des déchets nucléaires et établi un fonds en fiducie pour régler les coûts liés à la gestion du combustible irradié comme le stipule la LDCN. Cette entité, la SGDN, est responsable de la conception et de la mise en œuvre du programme canadien de gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire 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 qu'un dépôt géologique en profondeur sera mis en service en 2043, au plus tôt, dans le cadre de la gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire irradié.

Passif lié aux coûts de déclasserement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité

Le passif lié au déclasserement de centrales nucléaires et à 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 en vertu duquel les réacteurs seront déchargés et asséchés aussitôt après la mise à l'arrêt des activités de la centrale et resteront en état d'arrêt sécuritaire pendant 30 ans avant leur démantèlement sur environ 10 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 un dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité dont OPG sera le propriétaire et l'exploitant. Une entente avait 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, qui sera adjacent à son installation de gestion des déchets Western, à Kincardine, en Ontario. OPG a suspendu les activités de conception du dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité jusqu'à l'émission du permis de préparation du site et de construction.

Passif lié aux coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires

Le passif lié aux coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires représente principalement les coûts estimatifs de déclasser les centrales thermiques d'OPG au terme de leur durée de vie utile. Ce passif repose sur des estimations de coûts formulées par des tiers selon un examen approfondi des sites des centrales et une évaluation des activités de nettoyage et de remise en état requises, lesquels ont été achevés en 2011 à l'égard de la plupart des centrales thermiques. Aux fins d'évaluation du passif, il est présumé que l'enlèvement d'immobilisations s'échelonnera sur une période de 1 an à 15 ans.

Ontario Nuclear Funds Agreement

Conformément à l'ONFA, OPG met de côté des fonds, détenus dans des comptes de garde et en fiducie distincts, qu'elle investit spécifiquement pour s'acquitter de son obligation liée au cycle de vie pour le déclasser les centrales nucléaires et la gestion à long terme des déchets nucléaires. Le Fonds distinct pour combustible irradié et le Fonds distinct de déclasser ont été établis aux termes de l'ONFA à cette fin. OPG verse des cotisations aux Fonds distincts nucléaires selon le plan de référence en vigueur approuvé en vertu de l'ONFA. Les plans de référence en vertu de l'ONFA doivent être approuvés par la Province.

Depuis la création du Fonds distinct pour combustible irradié, OPG fait des versements trimestriels dans ce fonds au cours de la durée de vie estimative de ses centrales nucléaires, comme précisé dans l'ONFA, y compris des cotisations à la fiducie créée en vertu de la LDCN (la « Fiducie ») établie par OPG en vertu de la LDCN. La Fiducie fait partie du Fonds distinct pour combustible irradié, et les cotisations d'OPG au Fonds distinct pour combustible irradié, ainsi que toute partie du fonds qui ne se trouve pas actuellement dans la Fiducie, exigées par la LDCN, peuvent être appliquées aux cotisations annuelles requises de la Fiducie en vertu de la LDCN. Le financement requis du Fonds distinct pour combustible irradié pour 2016 était de 150 millions de dollars (143 millions de dollars en 2015). Les exigences de l'ONFA ont fait en sorte que la majeure partie de l'obligation sous-jacente liée à la gestion du combustible irradié a été capitalisée par des cotisations d'OPG sur les durées de vie utile estimatives initiales des centrales nucléaires énoncées dans l'ONFA, qui ne tenaient pas compte des prolongations subséquentes des durées de vie des centrales nucléaires afin de refléter les décisions de remise en état et de prolongation des durées de vie.

OPG n'a pas été tenue de verser des cotisations au Fonds distinct de déclasser, qui a été entièrement capitalisé au moment de sa création par une cotisation initiale versée par la Province et, compte tenu du rendement des actifs et des changements au fil du temps à l'obligation de capitalisation sous-jacente, au moment de l'entrée en vigueur de chaque plan de référence subséquent approuvé en vertu de l'ONFA.

Le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA a été approuvé par la Province en décembre 2016, et est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017. Puisque la situation de capitalisation du Fonds distinct pour combustible irradié et du Fonds distinct de déclasser reflète le passif estimatif pour le cycle de vie inclus dans le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA, aucune cotisation à l'un ou l'autre fonds n'est requise à partir de 2017. Des cotisations pourraient être requises dans l'avenir si les fonds n'étaient pas suffisamment capitalisés au moment de la préparation d'un nouveau plan de référence.

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 s'acquitter de ses obligations en matière de gestion des déchets nucléaires et de déclasser les centrales nucléaires. Comme l'exigent les modalités de l'ONFA, la Province fournit une garantie provinciale à la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN ») depuis 2003, pour le compte d'OPG. La garantie provinciale comble tout manque à gagner entre les exigences de la CCSN en matière de garantie financière consolidée et la valeur des Fonds distincts nucléaires. OPG verse à la Province une commission de garantie annuelle de 0,5 % du montant de la garantie provinciale. La valeur actuelle de la garantie provinciale de 1 551 millions de dollars s'applique jusqu'à la fin de 2017. En vertu de ce montant de garantie, OPG a payé à la Province une commission de garantie de 8 millions de dollars en 2015 et en 2016.

Les placements des Fonds distincts nucléaires forment un portefeuille diversifié d'actions et de titres à revenu fixe qui sont investis sur plusieurs marchés géographiques ainsi que des placements dans les secteurs des infrastructures, de l'immobilier et de l'agriculture. Les Fonds distincts nucléaires sont investis pour financer les besoins de remboursement du passif à long terme et c'est pourquoi la composition de l'actif du portefeuille est structurée de manière à 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 distincts nucléaires demeure le principal objectif. OPG supervise la gestion des placements des Fonds distincts nucléaires conjointement avec la Province.

Fonds distinct de déclassement

En vertu de l'ONFA, OPG est entièrement responsable des variations des coûts estimatifs et du rendement du Fonds distinct de déclassement. Aux 31 décembre 2016 et 2015, le Fonds distinct de déclassement était surcapitalisé.

À l'expiration de l'ONFA, la Province seule a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds distinct de déclassement, défini comme l'excédent de la juste valeur de marché des actifs du fonds sur les coûts futurs estimatifs sous-jacents, d'après le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. Par conséquent, lorsque le Fonds distinct de déclassement est surcapitalisé, OPG limite le rendement qu'elle comptabilise dans les états financiers consolidés en constatant un montant à payer à la Province, de sorte que l'actif comptabilisé pour le fonds dans le bilan consolidé est égal au coût estimatif du passif d'après le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. De plus, OPG comptabilise la tranche de l'excédent qu'elle peut placer dans le Fonds distinct pour combustible irradié, ce qu'elle peut faire lorsque l'excédent dans le Fonds distinct de déclassement est tel que les passifs sous-jacents, comme définis dans le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, sont capitalisés à au moins 120 %. Dans ce cas, OPG peut placer, au moment de l'approbation d'un nouveau plan de référence, jusqu'à 50 % de l'excédent dépassant le niveau de capitalisation de 120 % dans le Fonds distinct pour combustible irradié, et la SFIEO a droit à une distribution d'un montant égal. Par conséquent, lorsque le Fonds distinct de déclassement est capitalisé à au moins 120 %, OPG comptabilise en résultat 50 % de l'excédent dépassant le niveau de capitalisation de 120 %, jusqu'à concurrence du montant correspondant à la sous-capitalisation du Fonds distinct pour combustible irradié. Selon le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA, au 31 décembre 2016, le Fonds distinct pour combustible irradié était légèrement surcapitalisé pour la première fois depuis sa création. OPG a donc comptabilisé un montant à payer à la Province, de sorte que l'actif du Fonds distinct de déclassement inscrit au bilan consolidé au 31 décembre 2016 était limité à la valeur du passif sous-jacent conformément au plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA. Le montant à payer à la Province pourrait être réduit au cours de périodes ultérieures si le rendement du Fonds distinct de déclassement était inférieur à la cible de rendement, ou si un nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA était approuvé avec un passif de capitalisation sous-jacent plus élevé, ou si le Fonds distinct pour combustible irradié devenait sous-capitalisé. Lorsque le Fonds distinct de déclassement est sous-capitalisé, son rendement reflète le rendement réel du fonds selon la valeur de marché des actifs.

Lorsque le Fonds distinct de déclassement est surcapitalisé à moins de 120 %, OPG comptabilise son rendement annuel à 3,25 %, majoré de l'indice des prix à la consommation (« IPC ») de l'Ontario à long terme, précisé dans le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, soit le taux de croissance du passif de capitalisation sous-jacent. Le même traitement s'applique au Fonds distinct de déclassement lorsque sa capitalisation dépasse 120 %, dans la mesure où le Fonds distinct pour combustible irradié est pleinement capitalisé.

Fonds distinct pour combustible irradié

OPG est responsable de l'accroissement du passif de capitalisation pour la gestion des déchets de combustible irradié en vertu de l'ONFA, sous réserve des seuils de passif progressifs précisés, selon lesquels la Province limite le risque financier total d'OPG pour les premiers 2,23 millions de grappes de combustible nucléaire irradié à une valeur en dollars courants d'environ 15 milliards de dollars au 31 décembre 2016. Les seuils de passif progressifs ne s'appliquent pas aux grappes de combustible irradié dépassant le seuil de 2,23 millions de grappes.

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG que le rendement annuel du Fonds distinct pour combustible irradié sera de 3,25 % plus la variation de l'IPC de l'Ontario, comme défini par l'ONFA, relativement à la capitalisation liée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié (le « rendement garanti »). OPG comptabilise en résultats le rendement garanti du Fonds distinct pour combustible irradié à titre de rendement des Fonds distincts nucléaires. La différence entre le rendement garanti et le rendement réel du marché, établie selon la juste valeur des actifs du fonds relativement aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié, est comptabilisée en tant que montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci. Ce montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci représente le montant qui serait à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci si le rendement garanti devait être réglé à la date du bilan consolidé. Le seuil de 2,23 millions représente le total estimatif des grappes de combustible nucléaire pour le cycle de vie, fondé sur la durée de vie utile estimative initiale des centrales nucléaires estimée dans l'ONFA.

Comme le prescrit l'ONFA, les cotisations d'OPG pour les grappes de combustible qui dépassent le seuil de 2,23 millions ne sont pas assujetties au taux de rendement garanti de la Province, mais suivent plutôt un rendement fondé sur les variations de la valeur de marché des actifs du Fonds distinct pour combustible irradié.

Si une surcapitalisation du Fonds distinct pour combustible irradié fait en sorte que les passifs, comme définis dans le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, sont capitalisés à au moins 110 %, la Province a droit, en tout temps, à tout excédent dépassant 110 %. À l'expiration de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent dans le fonds, soit l'excédent de la juste valeur de marché des actifs du Fonds distinct pour combustible irradié sur les coûts futurs estimatifs, d'après le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. Ni OPG ni la Province n'ont le droit de transférer quelque montant que ce soit du Fonds distinct pour combustible irradié au Fonds distinct de déclassement. Par conséquent, lorsque le Fonds pour combustible irradié est surcapitalisé, OPG limite le rendement qu'elle constate en comptabilisant un montant à payer à la Province, de sorte que l'actif comptabilisé pour le fonds dans le bilan consolidé est égal au coût estimatif du passif selon le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. Ainsi, OPG comptabilise pour le fonds un rendement annuel de 3,25 % majoré de l'IPC de l'Ontario à long terme, précisé dans le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, soit le taux de croissance du passif de capitalisation sous-jacent, lorsque le fonds est surcapitalisé.

Au 31 décembre 2016, le Fonds distinct pour combustible irradié était légèrement surcapitalisé conformément au plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA, et OPG a comptabilisé un montant à payer à la Province de 25 millions de dollars, de sorte que l'actif comptabilisé pour le fonds se limitait à la valeur du passif de capitalisation sous-jacent. Le montant à payer à la Province pourrait être réduit au cours de périodes ultérieures si le rendement du Fonds distinct pour combustible irradié était inférieur à la cible de rendement, ou si un nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA était approuvé avec un passif de capitalisation sous-jacent plus élevé.

Fonds distincts nucléaires

Aux 31 décembre, les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires se composaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Juste valeur	
	2016	2015
Fonds distinct de déclassement	8 317	7 834
Montant à payer à la Province – Fonds distinct de déclassement	(1 477)	(1 285)
	6 840	6 549
Fonds distinct pour combustible irradié ¹	11 082	10 290
Montant à payer à la Province – Fonds distinct pour combustible irradié	(1 938)	(1 703)
	9 144	8 587
Total des Fonds distincts nucléaires	15 984	15 136
Moins : tranche à court terme	24	15
Fonds distincts nucléaires à long terme	15 960	15 121

¹ Au 31 décembre 2016, la Fiducie en vertu de la LDCN de l'Ontario représentait 3 688 millions de dollars du Fonds distinct pour combustible irradié selon la comptabilisation à la juste valeur (3 409 millions de dollars en 2015).

La juste valeur des titres investis dans les Fonds distincts nucléaires aux 31 décembre était comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Juste valeur	
	2016	2015
Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme	354	343
Placements non traditionnels	1 989	1 620
Fonds groupés	1 329	1 311
Titres de capitaux propres négociables	9 503	8 621
Titres à revenu fixe	6 181	6 219
Débiteurs/créditeurs, montant net	43	10
	19 399	18 124
Montant à payer à la Province	(3 415)	(2 988)
	15 984	15 136

Le coût historique, la plus-value et la moins-value totales latentes brutes sur les placements, les gains de change latents bruts et la juste valeur des Fonds distincts nucléaires aux 31 décembre 2016 et 2015 se résument comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2016		Total
	Fonds distinct de déclassement	Fonds distinct pour combustible irradié	
Coût historique	6 896	9 385	16 281
Gains latents bruts (pertes latentes brutes)			
Total de la plus-value	1 326	1 564	2 890
Total de la moins-value	(165)	(222)	(387)
Gains de change	260	355	615
Montant à payer à la Province	8 317 (1 477)	11 082 (1 938)	19 399 (3 415)
Total de la juste valeur	6 840	9 144	15 984
Moins : tranche à court terme	8	16	24
Juste valeur à long terme	6 832	9 128	15 960

<i>(en millions de dollars)</i>	2015		Total
	Fonds distinct de déclassement	Fonds distinct pour combustible irradié	
Coût historique	6 608	8 819	15 427
Gains latents bruts (pertes latentes brutes)			
Total de la plus-value	1 098	1 283	2 381
Total de la moins-value	(297)	(383)	(680)
Gains de change	425	571	996
Montant à payer à la Province	7 834 (1 285)	10 290 (1 703)	18 124 (2 988)
Total de la juste valeur	6 549	8 587	15 136
Moins : tranche à court terme	5	10	15
Juste valeur à long terme	6 544	8 577	15 121

Les gains ou les pertes réalisés et latents nets sur les placements pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015 sont résumés comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2016		Total
	Fonds distinct de déclassement	Fonds distinct pour combustible irradié	
Gains réalisés, montant net			
Gains réalisés à l'exclusion du gain de change	84	180	264
Gains de change réalisés	30	41	71
Gains réalisés, montant net	114	221	335
Gains latents, montant net			
Gains latents à l'exclusion du gain de change	360	442	802
Pertes de change latentes	(165)	(216)	(381)
Gains latents, montant net	195	226	421

<i>(en millions de dollars)</i>	2015		Total
	Fonds distinct de déclassement	Fonds distinct pour combustible irradié	
Gains réalisés, montant net			
Gains réalisés à l'exclusion du gain de change	159	221	380
Gains de change réalisés	56	71	127
Gains réalisés, montant net	215	292	507
Gains latents, montant net			
Pertes latentes à l'exclusion de la perte de change	(267)	(367)	(634)
Gains de change latents	335	439	774
Gains latents, montant net	68	72	140

La variation des Fonds distincts nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre est comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Juste valeur	
	2016	2015
Fonds distinct de déclassement au début de l'exercice	6 549	6 246
Augmentation du fonds en raison du rendement des placements	505	507
Diminution du fonds en raison du remboursement des dépenses admissibles	(22)	(19)
Augmentation du montant à payer à la Province	(192)	(185)
Fonds distinct de déclassement à la fin de l'exercice	6 840	6 549
Fonds distinct pour combustible irradié au début de l'exercice	8 587	8 133
Augmentation du fonds en raison des cotisations versées	150	143
Augmentation du fonds en raison du rendement des placements	690	642
Diminution du fonds en raison du remboursement des dépenses admissibles	(48)	(57)
Augmentation du montant à payer à la Province	(235)	(274)
Fonds distinct pour combustible irradié à la fin de l'exercice	9 144	8 587

Le rendement des Fonds distincts nucléaires en 2016 et 2015 a été touché par le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce autorisé par la CEO. Le rendement des Fonds distincts nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre est comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2016		2015	
Fonds distinct de déclassement	313		322	
Fonds distinct pour combustible irradié	455		368	
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	(22)		14	
Total du rendement	746		704	

9. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. La Société comptabilise un actif ou un passif réglementaire correspondant pour les impôts reportés 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.

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	621	509
Taux d'imposition fédéral et provincial canadien combiné en vigueur prévu par la loi	26,5 %	26,5 %
Taux prévu par la loi appliqué au bénéfice comptable	165	135
Augmentation (diminution) des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants :		
Charge d'impôts reportés dans les actifs et passifs réglementaires	65	29
Crédits d'impôt à l'investissement sur les dépenses de recherche scientifique et de développement expérimental	(48)	(44)
Crédit de fabrication et de traitement	(9)	(8)
Divers	(5)	(20)
	3	(43)
Charge d'impôts	168	92
Taux d'imposition effectif	27,0 %	18,1 %

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015
Charge d'impôts de l'exercice :	204	59
(Recouvrement) charge d'impôts reportés :	(36)	33
Charge d'impôts	168	92

Les incidences fiscales des écarts temporaires donnant lieu à des actifs et des passifs d'impôts reportés aux 31 décembre sont les suivantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015
Actifs d'impôts reportés :		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	4 861	5 032
Autres actifs et passifs	1 813	1 699
	6 674	6 731
Passifs d'impôts reportés :		
Immobilisations corporelles et actifs incorporels	(1 807)	(2 119)
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(3 996)	(3 784)
Autres actifs et passifs	(1 700)	(1 708)
	(7 503)	(7 611)
Passifs d'impôts reportés nets	(829)	(880)

En 2016, OPG a enregistré une augmentation de 46 millions de dollars (une diminution de 69 millions de dollars en 2015) du passif d'impôts reportés pour tenir compte des impôts qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés facturés à la clientèle. Puisque ces impôts reportés devraient être remboursés à même les tarifs réglementés futurs, OPG a comptabilisé une augmentation correspondante de l'actif réglementaire au titre des impôts reportés. En conséquence, la charge d'impôts reportés pour 2016 et 2015 n'a pas été touchée.

Le tableau suivant présente les passifs d'impôts reportés comptabilisés pour les activités à tarifs réglementés qui devraient être recouvrés à même les tarifs réglementés futurs :

<i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015
Aux 1^{er} janvier :		
Passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	592	644
Passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés à l'actif réglementaire au titre des passifs d'impôts reportés	200	217
	792	861
Variations au cours de l'exercice :		
Augmentation (diminution) des passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	35	(52)
Augmentation (diminution) des passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés à l'actif réglementaire au titre des passifs d'impôts reportés	11	(17)
Solde aux 31 décembre	838	792

L'économie d'impôts liée à une position fiscale est comptabilisée seulement lorsqu'il est plus probable qu'improbable que, selon sa valeur technique, cette position sera maintenue après examen par les autorités fiscales. L'économie d'impôts exigibles et reportés correspond au montant le plus élevé, compte tenu des possibilités de règlement, dont la réalisation est probable à plus de 50 % au moment du règlement avec les autorités fiscales.

Le rapprochement du solde d'ouverture et du solde de clôture des économies d'impôts non constatées est comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015
Économies d'impôts non constatées au début de l'exercice	72	79
Ajouts en fonction des positions fiscales relatives à l'exercice considéré	19	16
Ajouts pour les positions fiscales des exercices antérieurs	2	7
Réductions pour les positions fiscales des exercices antérieurs	(16)	(14)
Divers	-	(16)
Économies d'impôts non constatées à la fin de l'exercice	77	72

Au 31 décembre 2016, les économies d'impôts non constatées d'OPG s'élevaient à 77 millions de dollars (72 millions de dollars en 2015), compte non tenu des intérêts et des pénalités, lesquels pourraient avoir une incidence sur le taux d'imposition effectif d'OPG s'ils étaient comptabilisés. Les variations des économies d'impôts non constatées pour les 12 prochains mois ne peuvent être prédites avec certitude.

OPG comptabilise les intérêts et les pénalités liés aux économies d'impôts non constatées comme charge d'impôts. Au 31 décembre 2016, OPG avait comptabilisé des intérêts sur les économies d'impôts non constatées de 8 millions de dollars (7 millions de dollars en 2015). OPG considère que sa domiciliation fiscale principale est le Canada. OPG demeure assujettie à des contrôles fiscaux pour les exercices postérieurs à 2012.

En 2016, OPG a versé 98 millions de dollars en impôts (déduction faite du recouvrement d'impôts) (47 millions de dollars en 2015).

10. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les variations des soldes de chaque composante du cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices, au cours des exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015 sont comme suit :

(en millions de dollars)	Gains et pertes latents sur les couvertures de flux de trésorerie ¹	2016 Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite ¹	Titres disponibles à la vente ¹	Total ¹
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début de l'exercice	(106)	(213)	-	(319)
Perte actuarielle lors de la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	-	(6)	-	(6)
Perte latente sur les titres disponibles à la vente	-	-	(1)	(1)
Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	19	12	-	31
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	19	6	(1)	24
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin de l'exercice	(87)	(207)	(1)	(295)

¹ Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts sur les bénéfices.

(en millions de dollars)	Gains et pertes latents sur les couvertures de flux de trésorerie ¹	2015 Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite ¹	Total ¹
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début de l'exercice	(117)	(379)	(496)
Perte nette sur les couvertures de flux de trésorerie	(5)	-	(5)
Gain actuariel lors de la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	-	148	148
Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	16	18	34
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	11	166	177
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin de l'exercice	(106)	(213)	(319)

¹ Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts sur les bénéfices.

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015, les montants importants reclassés hors de chaque composante du cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices, sont comme suit :

Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu			
<i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015	Poste aux états des résultats
Amortissement des pertes découlant des couvertures de flux de trésorerie			
Pertes	21	18	Intérêts débiteurs et charges liées au combustible, montant net
Recouvrement d'impôts	(2)	(2)	Charge d'impôts
	19	16	
Amortissement des montants relatifs aux régimes de retraite et autres avantages complémentaires de retraite			
Pertes actuarielles et coûts des services passés	16	25	Se reporter à la note 1 ci-dessous
Recouvrement d'impôts	(4)	(7)	Charge d'impôts
	12	18	
Total des montants reclassés pour l'exercice	31	34	

¹ Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont prises en compte pour le calcul des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (pour plus de détails, se reporter à la note 11).

11. RÉGIMES DE RETRAITE ET AUTRES AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

Actifs de la caisse de retraite

Les directives de placement de la caisse de retraite du régime agréé d'OPG sont présentées dans l'énoncé des politiques et procédures en matière de placements. L'énoncé des politiques et procédures en matière de placements est examiné et approuvé par le comité d'audit et du risque du conseil d'administration d'OPG au moins annuellement et comporte un exposé sur les objectifs et les attentes en matière de placements, sur la composition des actifs et son rééquilibrage et sur la méthode d'évaluation du rendement des actifs de la caisse de retraite.

Conformément à l'énoncé des politiques et procédures en matière de placements, les décisions de répartition des placements sont prises dans le but d'atteindre l'objectif d'OPG de respecter les obligations du régime au fur et à mesure qu'elles arrivent à échéance. Les actifs de la caisse de retraite sont placés dans quatre catégories d'actifs. La première catégorie correspond aux actifs de couverture des passifs, dont l'objectif est de protéger les passifs des régimes contre la sensibilité à l'inflation et aux taux d'intérêt. La deuxième catégorie comprend les actifs d'accroissement du rendement, dont l'objectif est d'obtenir des rendements plus élevés par rapport à ceux attendus des actifs de couverture des passifs. La troisième catégorie comprend les actifs réels qui procurent une exposition aux caractéristiques combinées des actifs de couverture des passifs et des actifs d'accroissement du rendement. La quatrième catégorie inclut les stratégies de diversification du rendement, qui visent à améliorer le rendement global de la caisse de retraite tout en atténuant le risque de baisse des marchés.

Pour atteindre l'objectif énoncé ci-dessus, OPG a opté pour la répartition cible stratégique des actifs suivante :

	Cible
Catégorie d'actifs	
Actifs de couverture des passifs	34 %
Actifs d'accroissement du rendement	31 %
Actifs réels	20 %
Actifs de diversification du rendement	15 %

Le régime a recours à des titres dérivés, comme des swaps de taux d'intérêt et des contrats de change à terme, aux fins de la gestion des risques, lorsque cela est cohérent avec ses objectifs de placement.

Concentrations importantes de risque dans les actifs de la caisse de retraite

Les actifs de la caisse de retraite sont diversifiés afin de limiter l'incidence que pourrait avoir à lui seul un placement en particulier. La caisse de retraite se compose d'actifs de plusieurs catégories. Les titres à revenu fixe sont diversifiés et comprennent des obligations du gouvernement canadien, des obligations d'organismes gouvernementaux, des obligations indexées sur l'inflation, des obligations de sociétés, ainsi qu'un programme de couverture par superposition de taux d'intérêt, qui est décrit dans la rubrique sur les fonds groupés. Les placements en actions comprennent des actions canadiennes, américaines et mondiales. De plus, des portefeuilles dans les secteurs de l'immobilier, des infrastructures et de l'agriculture représentent environ 12 % du total des actifs constituant la caisse de retraite au 31 décembre 2016. De plus, les placements dans les catégories d'actifs ci-dessus sont diversifiés par fonds, gestionnaires de portefeuille, stratégies, années, secteurs et régions, selon les caractéristiques propres à chaque catégorie d'actifs.

Le risque de crédit relatif aux titres à revenu fixe détenus par la caisse de retraite est régi par des directives en matière de tolérance au risque, qui exige que les titres à revenu fixe respectent bon nombre de contraintes de placement pour assurer une diversification prudente et la qualité minimale recommandée pour les notations de crédit requises. Comme il est lié aux dérivés détenus par la caisse de retraite, le risque de crédit est géré conformément à la documentation de l'International Swap and Derivatives Association, et la gestion des contreparties est assumée par les gestionnaires de portefeuille de la caisse de retraite.

Gestion des risques

La supervision de la gestion des risques de la caisse de retraite comprend, entre autres, les activités suivantes :

- Gestion périodique de l'actif et du passif et recherches stratégiques sur la répartition des actifs
- Surveillance des niveaux de financement et des ratios de financement
- Surveillance de la conformité aux lignes directrices quant à la répartition des actifs et des contrats de gestion de placements
- Surveillance du rendement des catégories d'actifs par rapport à leur indice de référence
- Surveillance du rendement des gestionnaires de placements par rapport à leurs indices de référence
- Surveillance des directives en matière de tolérance au risque

Taux de rendement prévu des actifs de la caisse de retraite

Le taux de rendement prévu des actifs de la caisse de retraite est fondé sur la répartition des actifs de la caisse, de même que sur le rendement prévu en tenant compte des risques et rendements à long terme de chaque catégorie d'actifs qui compose le portefeuille des régimes. Les décisions en matière de gestion des actifs prennent en compte les passifs économiques du régime.

Évaluations à la juste valeur

OPG est tenue de classer les évaluations à la juste valeur selon une hiérarchie. Cette hiérarchie répartit les instruments financiers entre trois niveaux fondés sur l'importance des données utilisées pour l'évaluation à la juste valeur des actifs et des passifs. Se reporter à la note 13 pour obtenir une présentation détaillée sur les évaluations à la juste valeur et la hiérarchie des justes valeurs.

Les tableaux qui suivent présentent les actifs de la caisse de retraite évalués à la juste valeur conformément à la hiérarchie des justes valeurs :

(en millions de dollars)	31 décembre 2016			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	690	-	-	690
Titres à revenu fixe				
Titres d'emprunt de sociétés	-	407	-	407
Obligations de gouvernements	-	3 483	-	3 483
Actions				
Canadiennes	1 451	291	-	1 742
Américaines	1 495	-	-	1 495
Mondiales	1 643	-	-	1 643
Fonds groupés	118	413	-	531
Divers	(2)	-	-	(2)
	5 395	4 594	-	9 989
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				3 504
				13 493 ²

¹ Représente les placements évalués à la juste valeur, au moyen de la valeur liquidative comme substitut pratique de la juste valeur, qui n'ont pas été classés dans la hiérarchie des justes valeurs. Les montants à la juste valeur des placements présentés dans ce tableau visent à permettre le rapprochement de la hiérarchie des justes valeurs et de la juste valeur totale des actifs des régimes présentés dans les tableaux suivants.

² Le tableau ci-dessus ne tient pas compte des montants à recevoir de la caisse de retraite et dus à celle-ci.

(en millions de dollars)	31 décembre 2015			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	374	-	-	374
Placements à court terme	-	1	-	1
Titres à revenu fixe				
Titres d'emprunt de sociétés	-	392	-	392
Obligations de gouvernements	-	3 794	-	3 794
Actions				
Canadiennes	1 547	-	-	1 547
Américaines	1 786	-	-	1 786
Mondiales	1 992	-	-	1 992
Fonds groupés	37	147	-	184
Divers	1	-	-	1
	5 737	4 334	-	10 071
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				3 079
				13 150 ²

¹ Représente les placements évalués à la juste valeur au moyen de la valeur liquidative comme substitut pratique de la juste valeur qui n'ont pas été classés dans la hiérarchie des justes valeurs. Les montants à la juste valeur des placements présentés dans ce tableau visent à permettre le rapprochement de la hiérarchie des justes valeurs et de la juste valeur totale des actifs des régimes présentés dans les tableaux suivants.

² Le tableau ci-dessus ne tient pas compte des montants à recevoir de la caisse de retraite et dus à celle-ci.

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015, il n'y a eu aucun transfert entre le niveau 1 et le niveau 2.

Coûts et passifs des régimes

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	
	2016	2015	2016	2015
<i>Hypothèses moyennes pondérées – obligations au titre des prestations à la fin de l'exercice</i>				
Taux d'actualisation des prestations futures	3,90 %	4,10 %	3,94 %	4,13 %
Taux d'indexation de la grille salariale – taux initial ¹	1,80 %	1,60 %	1,80 %	1,60 %
– par la suite	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	2,00 %	2,00 %	s. o.	s. o.
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	5,90 %	6,00 %
Taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	4,32 %	4,33 %
Année d'atteinte du taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	2030	2030
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	s. o.	s. o.	2,00 %	2,00 %

¹ Par année jusqu'au 31 décembre 2021.

	Régimes de retraite agréés et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2016	2015	2016	2015
<i>Hypothèses moyennes pondérées – coûts de l'exercice</i>				
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	6,00 %	6,25 %	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation des prestations futures	4,10 %	4,00 %	4,13 %	4,03 %
Taux d'indexation de la grille salariale – taux initial ¹	1,60 %	2,00 %	1,60 %	2,00 %
– par la suite	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	2,00 %	2,00 %	s. o.	s. o.
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	6,00 %	6,09 %
Taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	4,33 %	4,33 %
Année d'atteinte du taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	2030	2030
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	s. o.	s. o.	2,00 %	2,00 %
Durée moyenne résiduelle prévue d'activité des salariés actifs (années)	12	12	13	13

¹ Pour 2016, par année jusqu'au 31 décembre 2021. Pour 2015, par année jusqu'au 31 décembre 2020.

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
<i>Composantes de la charge constatée pour l'exercice</i>						
Coût des services rendus au cours de l'exercice	277	320	7	7	67	71
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	634	630	12	13	133	127
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	(734)	(717)	-	-	-	-
Amortissement des coûts des services passés ¹	-	-	-	-	1	-
Amortissement de la perte actuarielle nette ¹	192	292	4	6	19	27
Comptabilisation du gain actuariel net (de la perte actuarielle nette) lié(e) aux prestations d'invalidité prolongée	-	-	-	-	(52)	7
Coûts comptabilisés²	369	525	23	26	168	232

¹ L'amortissement des coûts des services passés et de la perte actuarielle nette a été comptabilisé comme une hausse des autres éléments du résultat étendu. Cette hausse a été en partie compensée par l'incidence de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite dont il est question à la note 5.

² Sauf l'incidence des comptes d'écarts et de report réglementés dont il est question à la note 5.

Le total des coûts relatifs aux avantages, y compris l'incidence du compte d'écarts liés aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et du compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement, s'établit comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :

(en millions de dollars)	2016	2015
Régimes de retraite agréés	369	525
Régimes de retraite complémentaires	23	26
Avantages complémentaires de retraite	168	232
Compte d'écarts liés aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 5)	86	(21)
Compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement (note 5)	(182)	(279)
Coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	464	483

Les obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les actifs de la caisse de retraite, évalués aux 31 décembre, sont les suivants :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
<i>Variation des actifs de la caisse de retraite</i>						
Juste valeur des actifs de la caisse de retraite au début de l'exercice	13 160	12 407	-	-	-	-
Cotisations patronales	255	362	15	24	93	94
Cotisations salariales	85	72	-	-	-	-
Rendement réel des actifs des régimes	714	1 151	-	-	-	-
déduction faite des charges						
Versements de prestations	(708)	(832)	(15)	(24)	(93)	(94)
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	13 506	13 160	-	-	-	-
<i>Variation des obligations au titre des prestations projetées</i>						
Obligations au titre des prestations projetées au début de l'exercice	15 475	15 669	299	317	3 188	3 143
Coût des services rendus au cours de l'exercice pour l'employeur	277	320	7	7	67	71
Cotisations salariales	85	72	-	-	-	-
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	634	630	12	13	133	127
Versements de prestations	(708)	(832)	(15)	(24)	(93)	(94)
Coûts des services passés	-	-	-	-	-	5
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	436	(384)	33	(14)	(303)	(64)
Obligations au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	16 199	15 475	336	299	2 992	3 188
Situation de capitalisation – déficit à la fin de l'exercice	(2 693)	(2 315)	(336)	(299)	(2 992)	(3 188)

Le tableau suivant présente les passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et leur classement aux bilans consolidés aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Passif à court terme	-	-	(17)	(17)	(95)	(103)
Passifs à long terme	(2 693)	(2 315)	(319)	(282)	(2 897)	(3 085)
Total des passifs	(2 693)	(2 315)	(336)	(299)	(2 992)	(3 188)

Au 31 décembre 2016, les obligations cumulées au titre des prestations pour les régimes de retraite agréés et les régimes de retraite complémentaires s'élevaient respectivement à 14 909 millions de dollars et 293 millions de dollars (respectivement 14 327 millions de dollars et 267 millions de dollars en 2015). Il y a une différence entre l'obligation cumulée au titre des prestations et l'obligation au titre des prestations projetées parce que l'obligation cumulée au titre des prestations ne comporte pas d'hypothèse à propos des niveaux de rémunération futurs.

Le tableau suivant présente les composantes des autres éléments du résultat étendu d'OPG liées aux régimes de retraite et aux régimes d'avantages complémentaires de retraite et l'actif réglementaire correspondant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, tel qu'il est mentionné à la note 5, pour les exercices clos les 31 décembre, avant impôts :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
<i>Variations des actifs des régimes et des obligations au titre des prestations comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu</i>						
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) de l'exercice	456	(818)	33	(14)	(251)	(71)
Coûts des services passés pour l'exercice	-	-	-	-	-	5
Amortissement de la perte actuarielle nette	(192)	(292)	(4)	(6)	(19)	(27)
Amortissement des coûts des services passés	-	-	-	-	(1)	-
Diminution (augmentation) totale des autres éléments du résultat étendu	264	(1 110)	29	(20)	(271)	(93)
Moins : augmentation (diminution) de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 5)	253	(916)	27	(15)	(250)	(70)
Diminution (augmentation) nette des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	11	(194)	2	(5)	(21)	(23)

Le tableau suivant présente les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu d'OPG et l'actif réglementaire correspondant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite qui n'avaient pas encore été comptabilisés en tant que composantes du coût relatif aux avantages aux 31 décembre, avant impôts :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
<i>Montants non amortis comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu</i>						
Coûts des services passés	-	-	-	-	5	6
Perte actuarielle nette	3 287	3 023	106	77	270	540
Total des montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu	3 287	3 023	106	77	275	546
Moins : Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 5)	3 039	2 786	100	73	253	503
Montant net comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	248	237	6	4	22	43

Le tableau suivant présente les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu d'OPG et l'actif réglementaire correspondant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite au 31 décembre (inclus dans le tableau ci-dessus) qui devraient être amortis comme des composantes du coût relatif aux avantages et comptabilisés comme des augmentations des autres éléments du résultat étendu et comme des diminutions de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, en 2017, avant impôts :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés	Régimes de retraite complémentaires	Avantages complémentaires de retraite
Coûts des services passés	-	-	1
Perte actuarielle nette	183	6	-
Total de l'augmentation du cumul des autres éléments du résultat étendu	183	6	1
Moins : diminution estimative de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	170	6	1
Augmentation nette du cumul des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	13	-	-

La plus récente évaluation actuarielle, aux fins de capitalisation, du régime de retraite agréé d'OPG, en date du 1^{er} janvier 2016, a été déposée auprès de la CSFO en septembre 2016. La prochaine évaluation actuarielle doit être en date du 1^{er} janvier 2019 au plus tard. Pour 2017, les cotisations qu'OPG doit verser à son régime de retraite agréé devraient s'élever à 248 millions de dollars. Le montant des cotisations volontaires additionnelles d'OPG, le cas échéant, est revu de temps à autre. OPG continuera d'évaluer le niveau requis des cotisations au régime de retraite.

Les régimes de retraite complémentaires ne sont pas capitalisés, mais ils sont garantis au moyen de lettres de crédit qui totalisaient 349 millions de dollars au 31 décembre 2016 (345 millions de dollars en 2015).

Les versements de prestations futurs estimatifs aux participants des régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite, en fonction des hypothèses utilisées pour évaluer les obligations au titre des prestations au 31 décembre 2016, se détaillent de la manière suivante :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés	Régimes de retraite complémentaires	Avantages complémentaires de retraite
2017	687	18	95
2018	759	18	98
2019	750	18	101
2020	767	19	105
2021	795	19	108
Entre 2022 et 2026	4 218	102	613

Une augmentation ou une diminution de 1 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait une augmentation des composantes services rendus au cours de l'exercice et intérêts des coûts de 45 millions de dollars au titre des avantages complémentaires de retraite pour 2016 (45 millions de dollars pour 2015) ou une diminution des composantes services et intérêts des coûts de 33 millions de dollars au titre des avantages complémentaires de retraite pour 2016 (33 millions de dollars pour 2015). Une augmentation ou une diminution de 1 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait une augmentation de 560 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2016 pour les avantages complémentaires de retraite (584 millions de dollars pour 2015) ou une diminution de 426 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2016 pour les avantages complémentaires de retraite (446 millions de dollars pour 2015).

12. GESTION DU RISQUE ET DÉRIVÉS

OPG est exposée aux risques liés à la variation des taux d'intérêt du marché sur les instruments d'emprunt qu'elle envisage d'émettre dans le futur 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 gérer ces risques. Les dérivés sont utilisés à titre d'instruments de couverture, de même qu'à des fins de transaction.

Le risque de taux d'intérêt s'entend du risque que la valeur des actifs et des passifs varie en raison des fluctuations des taux d'intérêt connexes. Le risque de taux d'intérêt d'OPG découle du besoin de refinancer une dette existante ou de souscrire de nouveaux financements. Ce risque est géré au moyen de dérivés servant à couvrir l'exposition, conformément aux politiques de gestion des risques de la Société. OPG recourt périodiquement à des swaps de taux d'intérêt pour atténuer certains éléments de risque de taux d'intérêt associés à un financement prévu.

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 et certains services et fournitures achetés pour les centrales et les grands projets de développement sont surtout libellés en dollars américains. Le cas échéant, OPG conclut des contrats de change ou des ententes avec d'importantes institutions financières afin de gérer l'exposition de la Société à la fluctuation des devises.

La majeure partie des revenus d'OPG provient des ventes sur le marché au comptant administré par la SIERE. Les intervenants sur le marché au comptant administré par la SIERE fournissent des garanties conformément aux exigences prudentielles de la SIERE visant à couvrir les fonds qu'ils pourraient devoir sur le marché. 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 2016, la provision pour créances douteuses d'OPG était inférieure à 1 million de dollars. Les dérivés à la juste valeur d'OPG représentaient un passif net total de 24 millions de dollars au 31 décembre 2016 (2 millions de dollars en 2015). Au cours de 2015, OPG a contrepassé un passif dérivé de 299 millions de dollars incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce, avec réduction correspondante de l'actif réglementaire du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce, par suite des modifications au contrat de location des centrales Bruce qui consistaient à éliminer la clause ayant donné lieu au dérivé.

Le tableau suivant montre les montants avant impôts relatifs aux dérivés comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et le bénéfice net pour les exercices clos les 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015
Couvertures de flux de trésorerie (comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu)		
Pertes incluses dans les autres éléments du résultat étendu	-	(7)
Reclassement de pertes dans les intérêts débiteurs, montant net	21	20
Reclassement de gains dans les charges liées au combustible	-	(2)
Dérivés sur marchandises (comptabilisés dans le bénéfice net)		
Pertes réalisées incluses dans les revenus	(12)	(16)
Pertes latentes incluses dans les revenus	(3)	(7)
Dérivé incorporé (comptabilisé dans le bénéfice net)		
Gains latents inclus dans les revenus ¹	-	225

¹ Sauf l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Des pertes nettes existantes de 20 millions de dollars déjà comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2016 devraient être reclassées dans le bénéfice net dans les 12 prochains mois.

13. ÉVALUATIONS À LA JUSTE VALEUR

OPG est tenue de classer les évaluations à la juste valeur selon une hiérarchie. Cette hiérarchie répartit les actifs et les passifs financiers entre trois niveaux fondés sur les données utilisées pour l'évaluation à la juste valeur des actifs et des passifs financiers. La hiérarchie des justes valeurs 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.

La juste valeur des instruments financiers négociés sur des marchés actifs se fonde sur les cours du marché aux dates des bilans consolidés. 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 titres de capitaux propres et de placements dans des fonds.

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. L'estimation de la juste valeur peut 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 placements dans des fonds groupés sont évalués selon la valeur des parts établie par les administrateurs des fonds groupés. La valeur des parts représente l'actif net sous-jacent évalué selon la juste valeur établie selon les cours de clôture. 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 de s'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 sont 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.

Les transferts vers ou depuis chaque niveau et les transferts entre les niveaux sont réputés avoir eu lieu, dans chaque cas, à la date de l'événement ou du changement de circonstances qui a occasionné le transfert.

La Société doit déterminer la juste valeur de tous ses instruments financiers. Le tableau qui suit présente un sommaire des instruments financiers d'OPG aux 31 décembre :

(en millions de dollars)	Juste valeur		Valeur comptable ¹		Poste du bilan
	2016	2015	2016	2015	
Fonds distincts nucléaires (y compris la tranche à moins d'un an)	15 984	15 136	15 984	15 136	Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires
Investissement dans des actions d'Hydro One	212	-	212	-	Titres disponibles à la vente
Montant à payer relatif aux couvertures de flux de trésorerie	(48)	(56)	(48)	(56)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(6 033)	(5 978)	(5 520)	(5 459)	Dette à long terme
Autres instruments financiers	(18)	6	(18)	6	Divers

¹ La valeur comptable des autres instruments financiers incluse dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les montants à recevoir de parties liées, les autres actifs à court terme, la dette à court terme, 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.

La juste valeur des instruments d'emprunt à long terme est établie à l'aide d'un modèle d'évaluation conventionnel en fonction des flux de trésorerie futurs, de la courbe des taux du marché actuels et de la durée jusqu'à l'échéance. Ces données sont considérées être des données de niveau 2.

Les tableaux qui suivent présentent des actifs financiers et des passifs financiers évalués à la juste valeur conformément à la hiérarchie des justes valeurs aux 31 décembre 2016 et 2015 :

(en millions de dollars)	31 décembre 2016			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Actifs				
<i>Fonds distinct pour combustible irradié</i>				
Placements évalués à la juste valeur, excluant les placements évalués à la valeur liquidative ¹	5 602	4 394	-	9 996
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				1 086
Montant à payer à la Province				11 082
Fonds distinct pour combustible irradié, montant net				(1 938)
<i>Fonds distinct de déclassement</i>				
Placements évalués à la juste valeur, excluant les placements évalués à la valeur liquidative ¹	4 171	3 243	-	7 414
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				903
Montant à payer à la Province				8 317
Fonds distinct de déclassement, montant net				(1 477)
Placement dans des titres disponibles à la vente	212	-	-	212
Autres actifs financiers	6	2	9	17
Passifs				
Autres passifs financiers	(29)	(6)	-	(35)

¹ Représente les placements évalués à la juste valeur, au moyen de la valeur liquidative comme substitut pratique de la juste valeur qui n'ont pas été classés dans la hiérarchie des justes valeurs. Les montants à la juste valeur des placements présentés dans ce tableau visent à permettre le rapprochement de la hiérarchie des justes valeurs et des montants présentés au bilan consolidé.

(en millions de dollars)	31 décembre 2015			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Actifs				
<i>Fonds distinct pour combustible irradié</i>				
Placements évalués à la juste valeur, excluant les placements évalués à la valeur liquidative ¹	5 114	4 293	-	9 407
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				883
Montant à payer à la Province				10 290
Fonds distinct pour combustible irradié, montant net				(1 703)
<i>Fonds distinct de déclassement</i>				
Placements évalués à la juste valeur, excluant les placements évalués à la valeur liquidative ¹	3 870	3 227	-	7 097
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				737
Montant à payer à la Province				7 834
Fonds distinct de déclassement, montant net				(1 285)
Autres actifs financiers	14	4	16	34
Passifs				
Autres passifs financiers	(18)	(8)	(2)	(28)

¹ Représente les placements évalués à la juste valeur, au moyen de la valeur liquidative comme substitut pratique de la juste valeur, qui n'ont pas été classés dans la hiérarchie des justes valeurs. Les montants à la juste valeur des placements présentés

dans ce tableau visent à permettre le rapprochement de la hiérarchie des justes valeurs et des montants présentés au bilan consolidé.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016, il n'y a eu aucun transfert entre le niveau 1 et le niveau 2. De plus, il n'y a pas eu de transfert vers et depuis le niveau 3.

Le tableau qui suit présente les variations des actifs nets d'OPG mesurés à la juste valeur, selon le niveau 3 :

<i>(en millions de dollars)</i>	Autres instruments financiers
Solde d'ouverture au 1 ^{er} janvier 2016	14
Gains latents inclus dans les revenus	1
Pertes réalisées incluses dans les revenus	(12)
Achats	6
Solde de clôture au 31 décembre 2016	9

Fonds distincts nucléaires

La juste valeur des placements dans le portefeuille de placements non traditionnels des Fonds distincts nucléaires est établie à l'aide de techniques d'évaluation appropriées, comme des opérations récentes dans des conditions normales de marché, des références à la juste valeur actuelle d'autres instruments qui sont essentiellement les mêmes, des analyses des flux de trésorerie actualisés, des expertises de tiers ou des multiples de valorisation ou d'autres méthodes d'évaluation. Le contrôle, la taille, la liquidité ou d'autres primes sur les placements sont pris en compte pour établir la juste valeur. Les placements non traditionnels sont évalués à la juste valeur en utilisant la valeur liquidative comme substitut pratique.

Le processus d'évaluation des placements pour lesquels aucun cours du marché publié n'existe est fondé sur des incertitudes inhérentes, et les valeurs qui en résultent peuvent différer des valeurs qui auraient été utilisées si un marché était en place pour les placements. Les valeurs peuvent aussi différer des prix auxquels les placements peuvent être vendus.

Le tableau qui suit présente les catégories de placements détenus dans les Fonds nucléaires qui étaient présentés à la valeur liquidative au 31 décembre 2016 :

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	Juste valeur	Engagements non capitalisés	Fréquence des rachats	Avis de rachat
Placements non traditionnels				
Infrastructures	1 205	648	s. o.	s. o.
Immobilier	713	406	s. o.	s. o.
Agriculture	71	128	s. o.	s. o.
Fonds groupés				
Placements à court terme	34	s. o.	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Titres à revenu fixe	553	s. o.	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Capitaux propres	742	s. o.	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Total	3 318	1 182		

La juste valeur des fonds groupés est classée dans le niveau 2.

Infrastructures

Cette catégorie comprend les placements dans des fonds dont l'objectif de placement est de générer à la fois une plus-value du capital à long terme et des revenus à court terme, habituellement grâce à des placements dans les secteurs de l'énergie, des transports et des services publics. Les justes valeurs des placements de cette catégorie

ont été estimées en fonction de la valeur liquidative de la participation des Fonds distincts nucléaires dans les capitaux propres ou dans les placements sous-jacents détenus par les filiales dans un fonds d'infrastructures. Les placements dans les fonds d'infrastructures respectifs ne sont pas remboursables. Toutefois, les Fonds distincts nucléaires peuvent transférer toute partie de leur participation en actions ou dans des sociétés en commandite simple à une autre partie, comme le stipulent les conventions de société en commandite ou d'actionnaires. Les distributions de chaque fonds d'infrastructures seront reçues en fonction du rendement des placements sous-jacents ou du produit de la liquidation éventuelle des placements sous-jacents des fonds d'infrastructures. Il est impossible de prédire quand les actifs sous-jacents des fonds d'infrastructures seront liquidés. Toutefois, les fonds d'infrastructures arrivent à échéance entre 2019 et 2025.

Immobilier

Cette catégorie comprend les placements dans des biens immobiliers de qualité supérieure. L'objectif de placement est de fournir un revenu stable ainsi que la possibilité d'une plus-value du capital à long terme. Les justes valeurs des placements de cette catégorie ont été estimées à l'aide de la valeur liquidative de la participation des Fonds distincts nucléaires dans ces placements. Les placements dans des sociétés en commandite simple ne sont pas remboursables. Toutefois, les Fonds distincts nucléaires peuvent transférer toute partie de leur participation dans une société en commandite simple ou en actions à une autre partie, comme le stipule la convention de société en commandite. Pour les placements dans des sociétés immobilières fermées, les actions peuvent être remboursées selon un processus de remboursement préétabli. Il est impossible de prédire quand les actifs sous-jacents de cette catégorie seront liquidés.

Agriculture

Cette catégorie comprend un portefeuille diversifié de placements mondiaux dans des terres agricoles et forestières. L'objectif de placement est de procurer une source de revenus, un rendement et une protection contre l'inflation différenciés. Les justes valeurs des placements de cette catégorie ont été estimées à l'aide de la valeur liquidative de la participation des Fonds distincts nucléaires dans ces placements. Les placements ne sont pas remboursables. Toutefois, les Fonds distincts nucléaires peuvent transférer toute partie de leur participation en actions ou dans des sociétés en commandite simple à une autre partie, comme le stipulent les conventions de société en commandite ou d'actionnaires.

Fonds groupés

Cette catégorie représente les placements dans des fonds groupés. Un fonds groupé se compose essentiellement d'un portefeuille diversifié de titres à revenu fixe émis principalement par des sociétés canadiennes et de portefeuilles diversifiés de titres de capitaux propres inscrits en Bourse dans les marchés émergents. L'objectif de placement des fonds groupés est d'obtenir une plus-value du capital et des revenus par une gestion professionnelle des portefeuilles. La juste valeur des placements de cette catégorie a été estimée à l'aide de la valeur liquidative par action des placements. Il n'y a pas de restriction notable quant à la vente de placements de cette catégorie.

14. ACTIONS ORDINAIRES

Aux 31 décembre 2016 et 2015, 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.

15. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Litiges

Le 9 août 2006, un avis d'action et une déclaration, déposés devant la Cour de justice supérieure de l'Ontario, pour des dommages allégués de 500 millions de dollars ont été signifiés à OPG et à Bruce Power par British Energy Limited et British Energy International Holdings Limited (collectivement « British Energy »). L'action portait sur tout paiement ou dédommagement dont British Energy serait rendue responsable au cours d'une procédure d'arbitrage à son encontre par certains propriétaires de Bruce Power concernant une prétendue violation des déclarations et garanties que British Energy avait fournies aux requérants au moment de l'acquisition de la participation que British Energy avait dans Bruce Power (l'« arbitrage »). L'action et l'arbitrage avaient trait à la présence de corrosion dans un générateur de vapeur d'une unité découverte après qu'OPG a loué les centrales nucléaires Bruce à Bruce Power.

En 2012, l'arbitre a conclu que British Energy était responsable, vis-à-vis des requérants, d'une partie des dommages qu'ils réclamaient. British Energy a évalué le montant du règlement final à 71 millions de dollars. En septembre 2014, British Energy a modifié sa déclaration (« déclaration modifiée ») pour réduire le montant des dommages à 100 millions de dollars pour refléter le fait que l'arbitrage n'avait pas accordé aux acquéreurs de la participation de British Energy dans Bruce Power tous les dommages qu'ils réclamaient initialement. Dans sa déclaration modifiée, British Energy a allégué aussi qu'OPG avait manqué à un engagement contractuel d'assurer l'entretien du générateur de vapeur entre le moment de la conclusion du contrat de location initial et la date d'entrée en vigueur du loyer, conformément aux bonnes pratiques.

En novembre 2016, British Energy a obtenu l'approbation d'un calendrier pour la poursuite des procédures, et selon lequel la date de procès doit être fixée avant le 31 décembre 2018. OPG prépare sa défense en vue de la remettre d'ici au 30 juin 2017, comme le prévoit le calendrier.

OPG ou ses filiales font face à diverses autres actions en justice couvrant un large ensemble de questions soulevées dans le cours normal de leurs affaires.

Chacun de ces litiges s'accompagne d'incertitudes. L'issue de certains d'entre eux pourrait être défavorable. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire l'issue des diverses actions en justice qui sont en cours, la Société est d'avis que leur résolution ne devrait pas avoir une incidence néfaste importante sur la situation financière d'OPG.

Garanties

La Société et ses coentreprises ont conjointement garanti la performance financière des entités sous contrôle conjoint, principalement en ce qui a trait au paiement des dettes. Au 31 décembre 2016, le montant total des garanties fournies à ces entités par OPG se chiffrait à 83 millions de dollars (81 millions de dollars en 2015). OPG peut en tout temps mettre fin à ces garanties en donnant un bref préavis, par écrit, aux contreparties. Les autres garanties viennent à échéance entre 2019 et 2029. Au 31 décembre 2016, l'incidence éventuelle de la juste valeur de ces garanties sur le bénéfice a été jugée négligeable et OPG ne s'attendait pas à faire de paiement associé à ces garanties.

Engagements contractuels et commerciaux

Les obligations contractuelles et engagements commerciaux d'OPG au 31 décembre 2016 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2017	2018	2019	2020	2021	Par la suite	Total
Ententes d'achat de combustible	186	169	96	76	61	102	690
Cotisations au régime de retraite agréé d'OPG ¹	248	251	-	-	-	-	499
Remboursement sur la dette à long terme	1 103	398	368	663	413	2 589	5 534
Intérêt sur la dette à long terme	252	196	177	155	125	2 241	3 146
Engagements liés à la remise en état de la centrale Darlington ²	473	-	-	-	-	-	473
Engagements liés au projet de la centrale Peter Sutherland Sr.	46	-	-	-	-	-	46
Permis d'exploitation	43	37	23	24	28	114	269
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation ³	24	27	25	25	23	92	216
Obligations d'achat non conditionnelles	65	58	57	55	4	-	239
Créditeurs et charges à payer	916	-	-	-	-	18	934
Divers	52	6	1	2	1	65	127
Total	3 408	1 142	747	1 000	655	5 221	12 173

¹ Les cotisations aux régimes de retraite comprennent les obligations de capitalisation continues et les obligations de capitalisation additionnelles requises pour combler le déficit indiqué par l'évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG en date du 1^{er} janvier 2016 déposée auprès de la CSFO en septembre 2016. La prochaine évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG doit être en date du 1^{er} janvier 2019 au plus tard. Les cotisations sont tributaires 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 de retraite et la date des évaluations actuarielles. Les obligations de capitalisation après 2018 sont exclues en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires pour calculer les prévisions d'entrée des flux de trésorerie futurs. Le montant des cotisations volontaires additionnelles d'OPG, le cas échéant, est revu de temps à autre.

² Représentent les coûts estimatifs actuellement engagés pour clore le projet, y compris les montants à comptabiliser pour les travaux réalisés, la démobilisation du personnel affecté au projet, et l'annulation des contrats existants et des commandes de matériel.

³ Comprennent les engagements au titre des contrats de location de bureaux attendus après la clôture de la vente des locaux du siège social de la Société prévue au deuxième trimestre de 2017.

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.

Engagements au titre des contrats de location

La Société loue ses centrales nucléaires Bruce A et Bruce B à Bruce Power. En vertu du contrat de location, modifié en décembre 2015, Bruce Power a des options de renouvellement du contrat jusqu'à la fin de 2064. Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, l'écart entre les revenus et les coûts d'OPG relatifs aux centrales nucléaires Bruce A et Bruce B est compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production nucléaire d'OPG. La CEO a établi que, étant donné que les centrales nucléaires Bruce ne sont pas visées par le *Règlement de l'Ontario 53/05*, ces revenus, y compris les revenus de location, et ces coûts, y compris la dotation aux amortissements, doivent être établis selon la manière dont ils sont comptabilisés dans les états financiers consolidés d'OPG, sans l'application de concepts réglementaires. Par conséquent, la valeur comptable nette de ces centrales n'est pas incluse dans la base tarifaire.

La valeur comptable nette des immobilisations corporelles louées à Bruce Power s'établissait à 2 986 millions de dollars au 31 décembre 2016 (4 400 millions de dollars en 2015). La valeur comptable nette se compose essentiellement des coûts de mise hors service d'immobilisations, qui ont diminué à compter du 31 décembre 2016 en raison de la révision de l'estimation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Voir la note 3 pour en savoir plus sur la révision de cette estimation.

Conventions collectives

Au 31 décembre 2016, le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique représentait quelque 5 070 employés à plein temps d'OPG, soit environ 55 % de son effectif permanent. La précédente convention collective entre OPG et le syndicat est arrivée à échéance le 31 mars 2015. En mai 2015, les parties ont convenu de renouveler la convention collective pour une durée de trois ans, soit jusqu'au 31 mars 2018. Les modifications à la convention collective comprenaient des hausses des cotisations au régime de retraite des employés pour chaque année de la durée de la convention.

Au 31 décembre 2016, The Society of Energy Professionals (« The Society ») représentait environ 3 140 employés d'OPG, soit environ 34 % de son effectif permanent. L'ancienne convention collective conclue entre OPG et The Society est arrivée à échéance le 31 décembre 2015. En novembre 2015, les parties ont convenu de renouveler la convention collective pour une durée de trois ans, soit jusqu'au 31 décembre 2018. Les modifications à la convention collective comprennent des hausses des cotisations au régime de retraite des employés pour chacune des deux premières années de la durée de la convention.

Les modifications aux deux conventions collectives prévoient pour les employés en place le versement de montants forfaitaires pour chacune des deux premières années de leurs conventions respectives et le droit de recevoir chaque année des actions dans Hydro One pendant une période allant jusqu'à 15 ans, à partir de la troisième année de la convention, pourvu que ces employés continuent de verser des cotisations au régime de retraite d'OPG et qu'ils aient moins de 35 années de service ouvrant droit à pension.

16. SECTEURS D'ACTIVITÉ

OPG compte les cinq secteurs d'activité isolables suivants :

- Production nucléaire réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Portefeuille de production liée par contrat
- Services, activités de négociation et activités autres que de production

Production nucléaire réglementée

Le secteur Production nucléaire réglementée exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales nucléaires Pickering et Darlington qu'OPG possède et exploite. Il comprend aussi les revenus tirés d'un contrat de location à long terme et d'ententes connexes conclus avec Bruce Power, qui visent les centrales nucléaires Bruce. Ces revenus comprennent les revenus locatifs, les honoraires pour la gestion des déchets nucléaires et les revenus tirés des ventes d'eau lourde et des services de détritiation. Le secteur génère aussi des revenus de la vente d'isotopes et des services auxiliaires fournis par les centrales nucléaires exploitées par OPG. Les revenus tirés des services auxiliaires proviennent des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive. Les revenus tirés des ententes conclues avec Bruce Power, y compris une partie des ventes d'eau lourde, et les revenus tirés de la vente d'isotopes et des services auxiliaires sont compris en tant que crédit aux clients dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production provenant des installations nucléaires d'OPG, ce qui a eu pour effet de réduire ces tarifs.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée d'OPG présente les résultats des activités de la Société associées avec la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité ou de moyenne activité, le déclassement des centrales nucléaires d'OPG, y compris les centrales louées à Bruce Power et d'autres installations

de gestion des déchets, la gestion des Fonds distincts nucléaires, et les activités connexes, y compris l'inspection et la maintenance des installations de stockage des déchets. Par conséquent, une charge de désactualisation, qui correspond à l'augmentation des passifs nucléaires comptabilisés au bilan consolidé en valeur actualisée en raison du temps écoulé, et le rendement des Fonds distincts nucléaires sont présentés dans ce secteur.

Au fil de l'exploitation des centrales nucléaires, OPG engage des coûts différentiels liés au combustible nucléaire irradié et aux déchets nucléaires de faible et de moyenne activité produits, qui font augmenter les passifs nucléaires. OPG impute ces coûts différentiels aux activités courantes du secteur Production nucléaire réglementée afin de refléter le coût de production de l'énergie aux centrales nucléaires Pickering et Darlington, et les revenus tirés du contrat de location des centrales Bruce et d'ententes connexes. Puisque les coûts différentiels 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 est éliminée dans les états des résultats et les bilans consolidés.

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée est considéré comme réglementé parce que les coûts d'OPG liés aux passifs nucléaires ont été inclus dans le calcul des tarifs réglementés pour la production des centrales nucléaires réglementées Pickering et Darlington, conformément à la méthodologie appliquée par la CEO depuis sa décision de 2008 sur la première demande de tarifs réglementés 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 d'OPG. Le secteur englobe les résultats des centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2 et la centrale R.H. Saunders qui étaient visées par une réglementation des tarifs avant 2014, de même que les 48 centrales hydroélectriques visées par une réglementation des tarifs depuis 2014.

De plus, le secteur comprend les revenus tirés des services auxiliaires et d'autres revenus provenant des centrales hydroélectriques réglementées d'OPG. Les produits tirés des services auxiliaires proviennent de l'offre au marché de la capacité de production disponible comme réserve fonctionnelle et de la prestation d'autres services auxiliaires, dont des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de régulation et d'autres services. Ces revenus tirés des services auxiliaires et d'autres revenus sont inclus par la CEO comme crédit aux consommateurs dans le calcul des tarifs réglementés de la production des centrales hydroélectriques visées d'OPG, ce qui a eu l'effet de réduire ces tarifs.

Portefeuille de production liée par contrat

Le secteur Portefeuille de production liée par contrat exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales de la Société qui ne sont pas visées par une réglementation des tarifs. Le secteur englobe principalement les centrales qui font l'objet d'une CAE avec la SIERE ou d'autres contrats de production à long terme.

Le secteur Portefeuille de production liée par contrat englobe aussi la quote-part revenant à OPG des bénéfices attribuables à sa participation de 50 % dans les centrales PEC et Brighton Beach.

Le secteur comprend également les revenus tirés des services auxiliaires et les autres revenus provenant des centrales incluses dans le secteur, qui proviennent de l'offre au marché de la capacité de production disponible comme réserve fonctionnelle et de la prestation d'autres services auxiliaires, dont des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de régulation et d'autres services.

Services, activités de négociation et activités autres que de production

Le secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production est un secteur qui ne produit pas d'électricité et qui n'est pas soumis à une réglementation des tarifs. Il comprend les revenus et les charges liés aux activités de négociation et aux activités autres que de couverture d'OPG. 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 à l'électricité qui est achetée et vendue aux limites de la province d'Ontario, aux opérations financières dans le secteur de l'énergie, aux revenus tirés des produits énergétiques de gestion des risques financiers et de la vente de produits liés à l'énergie. De plus, OPG détient une filiale de négociation en propriété exclusive qui effectue des opérations uniquement sur le marché américain. Les résultats de cette filiale sont présentés dans ce secteur. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont présentés au bilan consolidé comme des actifs ou des passifs à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les revenus de ce secteur. De plus, le secteur comprend les revenus tirés de la location de propriétés immobilières et de services non réglementés, des activités d'expansion non réglementées et, avant la décision d'OPG de déclasser les centrales, les coûts de conservation liés aux sites des anciennes centrales au charbon Lambton et Nanticoke.

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 Services, activités de négociation et activités autres que de production. Le total des honoraires de services est porté en réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur.

Les honoraires de services compris dans les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par secteur en 2016 et 2015 sont comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015
Production nucléaire réglementée	34	33
Production hydroélectrique réglementée	7	6
Portefeuille de production liée par contrat	4	4
Réduction imputée au secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production	45	43

Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 <i>(en millions de dollars)</i>	Production réglementée			Production non réglementée			Total
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Production hydro- électrique	Portefeuille de production liée par contrat	Services, activités de négociation et activités autres que de production	Éliminations	
Produits	3 481	138	1 527	573	68	(134)	5 653
Charges liées au combustible	315	-	353	58	1	-	727
Marge brute	3 166	138	1 174	515	67	(134)	4 926
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 210	146	325	178	22	(134)	2 747
Amortissement	925	-	225	75	32	-	1 257
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	912	-	9	8	-	929
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	(746)	-	-	-	-	(746)
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	-	-	-	(37)	-	-	(37)
Impôts fonciers	26	-	1	7	12	-	46
Restructuration	-	-	-	-	6	-	6
Autres pertes (gains)	1	-	(19)	1	-	-	(17)
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	4	(174)	642	282	(13)	-	741

Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 (en millions de dollars)	Production réglementée			Production non réglementée			Total
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Production hydro- électrique	Portefeuille de production liée par contrat	Services, activité de négociation et activités autres que de production	Éliminations	
Produits	3 245	122	1 619	535	73	(118)	5 476
Charges liées au combustible	301	-	345	39	2	-	687
Marge brute	2 944	122	1 274	496	71	(118)	4 789
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 196	132	340	185	48	(118)	2 783
Amortissement	717	-	282	72	29	-	1 100
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	880	-	8	7	-	895
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	(704)	-	-	-	-	(704)
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	-	-	-	(39)	-	-	(39)
Impôts fonciers	26	-	1	7	11	-	45
Restructuration	-	-	-	-	6	-	6
Autres pertes	3	-	3	1	7	-	14
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	2	(186)	648	262	(37)	-	689

Principales données sectorielles du bilan consolidé au 31 décembre 2016	Production réglementée			Production non réglementée		Total
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Production hydro- électrique	Portefeuille de production liée par contrat	Services, activités de négociation et activités autres que de production	
<i>(en millions de dollars)</i>						
Immobilisations corporelles en service, montant net	5 653	-	7 355	3 282	226	16 516
Constructions en cours	2 988	-	166	301	27	3 482
Immobilisations corporelles, montant net	8 641	-	7 521	3 583	253	19 998
Actifs incorporels en service, montant net	7	-	2	4	66	79
Développement en cours	3	-	-	1	16	20
Actifs incorporels, montant net	10	-	2	5	82	99
Stocks de combustible	276	-	-	34	-	310
Matières et fournitures, montant net :						
À moins d'un an	99	-	-	1	-	100
À long terme	340	-	1	4	-	345
Fonds pour enlèvement gestion d'immobilisations nucléaires et des déchets nucléaires (tranche échéant à moins d'un an et tranche à long terme)	-	15 984	-	-	-	15 984
Passifs liés à l'enlèvement à la d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	(19 103)	-	(160)	(221)	(19 484)

Principales données sectorielles du bilan consolidé au 31 décembre 2015	Production réglementée			Production non réglementée		Total
					Services, activités de négociation et activités autres que de production	
<i>(en millions de dollars)</i>	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Production hydro-électrique	Portefeuille de production liée par contrat		
Immobilisations corporelles en service, montant net	6 972	-	7 413	3 319	324	18 028
Constructions en cours	2 289	-	99	141	38	2 567
Immobilisations corporelles, montant net	9 261	-	7 512	3 460	362	20 595
Actifs incorporels en service, montant net	8	-	1	3	58	70
Développement en cours	-	-	4	-	24	28
Actifs incorporels, montant net	8	-	5	3	82	98
Stocks de combustible	304	-	-	40	-	344
Matières et fournitures, montant net :						
À moins d'un an	95	-	-	1	-	96
À long terme	333	-	1	3	-	337
Fonds pour enlèvement gestion d'immobilisations nucléaires et des déchets nucléaires (tranche échéant à moins d'un an et tranche à long terme)	-	15 136	-	-	-	15 136
Passifs liés à l'enlèvement à la d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	(19 792)	-	(151)	(226)	(20 169)

Principales données de l'état des flux de trésorerie	Production			Production non réglementée		Total
					Services, activités de négociation et activités autres que de production	
<i>(en millions de dollars)</i>	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Production hydro-électrique	Portefeuille de production liée par contrat		
Exercice clos le 31 décembre 2016						
Dépenses en immobilisations corporelles et en actifs incorporels	1 338	-	132	198	36	1 704
Exercice clos le 31 décembre 2015						
Dépenses en immobilisations corporelles et en actifs incorporels	1 023	-	89	222	42	1 376

17. VARIATIONS NETTES DES SOLDES DU FONDS DE ROULEMENT HORS CAISSE

<i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015
Montants à recevoir de parties liées	116	(63)
Charges payées d'avance	(108)	(35)
Autres actifs à court terme ¹	(32)	(12)
Stocks de combustible	34	(10)
Matières et fournitures	(4)	(2)
Impôt sur les bénéfices à payer	57	42
Créditeurs et charges à payer	5	(49)
	68	(129)

¹ Représente les autres débiteurs.

18. OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Étant donné que la Province détient toutes les actions d'OPG, les parties liées comprennent la Province et d'autres entités sous contrôle de la Province.

Les opérations entre parties liées présentées ci-dessous comprennent les opérations conclues avec la Province et les principales sociétés remplaçantes de l'ancienne entreprise de services d'électricité intégrée d'Ontario Hydro, y compris 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. En tant que l'une des nombreuses sociétés gouvernementales en propriété exclusive de la Province, OPG conclut aussi des opérations dans le cours normal des affaires avec divers ministères et organismes gouvernementaux en Ontario qui relèvent de la compétence de la Province.

Les opérations entre parties liées pour les exercices clos les 31 décembre sont résumées ci-dessous :

(en millions de dollars)	2016		2015	
	Revenus	Charges	Revenus	Charges
Hydro One				
Ventes d'électricité	6	-	12	-
Services	1	5	1	6
Dividendes	6	-	-	-
Province d'Ontario				
Variation du montant du Fonds distinct de déclasserement à payer à la Province ¹	-	192	-	185
Variation du montant du Fonds distinct pour combustible irradié à payer à la Province ¹	-	235	-	274
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	120	-	121
Commission de garantie de l'ONFA	-	8	-	8
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts	-	203	-	207
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	-	169	-	177
Impôts sur les bénéfices, déduction faite des crédits d'impôt à l'investissement	-	104	-	80
Entente de soutien d'urgence	-	-	8	-
SIERE				
Revenus liés à la production d'électricité	5 105	24	4 903	65
	5 118	1 060	4 924	1 123

¹ Les Fonds distincts nucléaires sont présentés au bilan consolidé déduction faite des montants comptabilisés comme étant à payer à la Province relativement à l'excédent de capitalisation et, pour le Fonds distinct pour combustible irradié, au taux de rendement garanti de la Province. Aux 31 décembre 2016 et 2015, les Fonds distincts nucléaires étaient présentés déduction faite des montants à payer à la Province respectivement de 3 415 millions de dollars et 2 988 millions de dollars.

Les montants à recevoir, les titres disponibles à la vente, les montants à payer et les soldes de la dette à long terme entre OPG et ses parties liées sont présentés ci-dessous :

<i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015
Montants à recevoir de parties liées		
Hydro One	1	1
SIERE	421	531
SFIEO	1	9
PEC	4	3
Province d'Ontario	2	1
Titres disponibles à la vente		
Actions d'Hydro One	212	-
Créditeurs et charges à payer		
Hydro One	-	1
SFIEO	61	51
Province d'Ontario	2	20
SIERE	2	18
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)		
Billets à payer à la SFIEO	3 295	3 465

OPG détient des obligations portant intérêt de la province d'Ontario dans les Fonds distincts nucléaires et dans la caisse de retraite du régime agréé d'OPG. Au 31 décembre 2016, les Fonds distincts nucléaires et la caisse de retraite du régime agréé détenaient respectivement 1 652 millions de dollars et 284 millions de dollars d'obligations portant intérêt de la province d'Ontario. Au 31 décembre 2015, les Fonds distincts nucléaires et la caisse de retraite du régime agréé détenaient respectivement 1 597 millions de dollars et 288 millions de dollars d'obligations portant intérêt de la province d'Ontario. Ces obligations sont négociées en Bourse et sont évaluées à la juste valeur. OPG supervise la gestion des placements des Fonds distincts nucléaires conjointement avec la Province.

Actions d'Hydro One Limited

Au cours de 2015, OPG a conclu des renouvellements de conventions collectives pour trois ans avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique et The Society. Parmi les modifications apportées aux conventions collectives respectives, citons des hausses des cotisations au régime de retraite des employés et l'admissibilité des employés en place représentés par le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique et The Society à recevoir chaque année des actions ordinaires d'Hydro One pendant une période d'au plus 15 ans à compter de la troisième année des conventions respectives. En avril 2016, OPG a fait l'acquisition de neuf millions d'actions ordinaires d'Hydro One au prix de 23,65 \$ l'action dans le cadre d'un placement secondaire d'actions par la Province par l'entremise d'un consortium de preneurs fermes. L'acquisition, qui totalisait 213 millions de dollars, a été effectuée aux fins d'investissement dans le but d'atténuer le risque de volatilité future des prix qui se rattache aux obligations d'OPG en matière de livraison future d'actions, aux termes des conventions collectives. Les actions acquises dans cette opération représentent la grande majorité des achats d'actions d'Hydro One qu'OPG anticipe actuellement de faire.

OPG a classé les actions d'Hydro One comme titres disponibles à la vente.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les pertes latentes comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu liées aux variations de la juste valeur des actions d'Hydro One se sont élevées à 1 million de dollars, déduction faite des impôts sur les bénéfices. La juste valeur des actions s'établissait à 212 millions de dollars au 31 décembre 2016. Voir les notes 10 et 13 pour connaître les informations à fournir concernant les titres disponibles à la vente.

19. PARTICIPATIONS DANS DES ENTITÉS SOUS INFLUENCE NOTABLE

Les participations dans des entités sous influence notable représentent les participations de 50 % d'OPG dans les entités sous contrôle conjoint PEC et Brighton Beach, qui sont comptabilisées à la valeur de consolidation, comme décrit à la note 3. La ventilation du solde compris dans les bilans consolidés aux 31 décembre est la suivante :

<i>(en millions de dollars)</i>	2016	2015
PEC		
Actif à court terme	18	14
Actif à long terme	256	270
Passif à court terme	(8)	(4)
Passif à long terme	(5)	(5)
Brighton Beach		
Actif à court terme	5	9
Actif à long terme	168	177
Passif à court terme	(16)	(15)
Passif à long terme	(7)	(6)
Dette à long terme	(90)	(104)
Participations dans des entités sous influence notable	321	336

20. RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, des frais de recherche et de développement de 82 millions de dollars (91 millions de dollars en 2015) ont été imputés aux résultats.

21. PARTICIPATION SANS CONTRÔLE

Lower Mattagami Limited Partnership (« LMLP ») est une société en commandite de l'Ontario formée par OPG et la société financière Amisk-oo-Skow (« AFC »), propriété exclusive de la Première Nation Moose Cree. Les principales activités de LMLP comprennent le développement, la construction, la propriété, l'exploitation et la maintenance de centrales hydroélectriques sur la rivière Lower Mattagami.

En 2014, les six nouvelles unités construites dans le cadre du projet de la rivière Lower Mattagami ont été mises en service. Après la mise en service de ces unités, l'AFC a fait des apports de 141 millions de dollars pour acquérir sa participation dans LMLP, par le règlement de passifs existants, notamment des dettes à long terme. Au 31 décembre 2016, l'AFC détenait une participation de 25 % dans LMLP. OPG inclut les résultats de LMLP dans ses états financiers consolidés. La participation sans contrôle présentée dans les états financiers consolidés d'OPG correspond à la participation de l'AFC dans LMLP.

MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION D'OPG



BERNARD LORD

Président du conseil d'administration



JEFF LYASH

Président et chef de la direction



CARLO CROZZOLI

Vice-président principal, Développement des affaires et Stratégies



CHRIS GINTHER

Chef de l'administration



KEN HARTWICK

Vice-président principal, Finances, et chef de la direction des finances



GLENN JAGER

Président, Énergie nucléaire OPG, chef du nucléaire



DAVID KAPOSI

Vice-président, chef des placements



BARB KEENAN

Vice-présidente principale, Gens et Culture, et chef de l'éthique



CATRIONA KING

Vice-présidente et secrétaire générale, Activités de direction



JOHN LEE

Vice-président et trésorier



MIKE MARTELLI

Président, Production renouvelable et commercialisation de l'électricité



DIETMAR REINER

Vice-président principal, Projets nucléaires



JENNIFER ROWE

Vice-présidente principale, Affaires générales

INSTALLATIONS D'OPG



Au 31 décembre 2016, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de **16 177 MW**.

* OPG est copropriétaire (mais non l'exploitant) de la centrale alimentée au gaz de 550 MW Portlands Energy Centre située à Toronto (TransCanada Energy Ltd.), et de la centrale alimentée au gaz de 580 MW Brighton Beach située à Windsor (ATCO Power Canada Ltd.).

** OPG et Coral Rapids Power, filiale en propriété exclusive de la Nation Taykwa Tagamou, sont partenaires pour la construction d'une nouvelle centrale hydroélectrique de 28 MW sur la rivière Abitibi.

2 

Centrales nucléaires

2 

Centrales nucléaires louées

3 

Centrales thermiques*

2 

Centrales alimentées au gaz en copropriété*

65 

Centrales hydroélectriques

1 

Turbine éolienne

1 

Projet hydroélectrique en construction**

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

Ontario Power Generation Inc.

Siège social
700 University Avenue, Toronto, Ontario M5G 1X6
Téléphone : 416-592-2555 ou 1-877-592-2555.

© Ontario Power Generation Inc., 2017

Veuillez recycler.

