



Rapport annuel 2017

ONTARIO**POWER**
GENERATION

FAITS SAILLANTS FINANCIERS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2017	2016
REVENUS		
Revenus	5 158	5 653
Charges liées au combustible	689	727
Marge brute	4 469	4 926
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 824	2 747
Amortissement	679	1 257
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	960	929
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(801)	(746)
Revenus tirés de Fair Hydro Trust	(1)	-
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	(38)	(37)
Impôts fonciers	40	46
Restructuration	-	6
	3 663	4 202
Bénéfice avant autres gains, intérêts et impôts sur les bénéfices	806	724
Autres gains	(379)	(17)
Intérêts débiteurs, montant net	95	120
Impôts sur les bénéfices	209	168
BÉNÉFICE NET	881	453
Production d'électricité (TWh)	74,1	78,2
FLUX DE TRÉSORERIE		
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	944	1 817

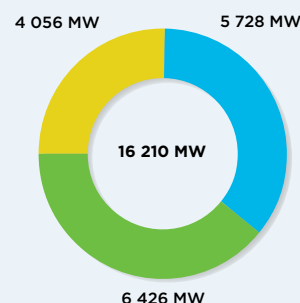
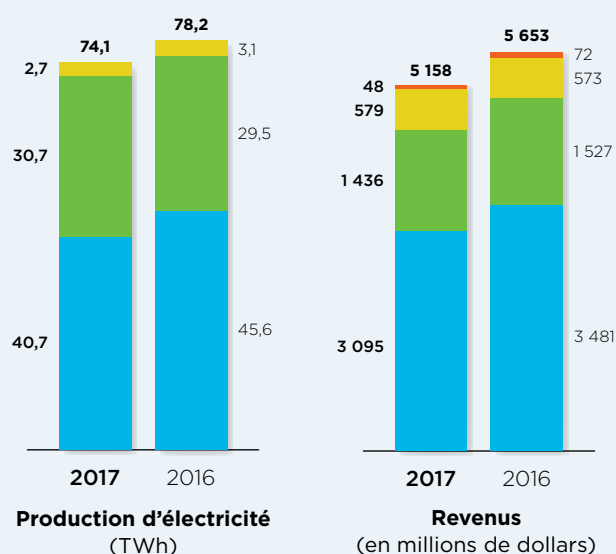
REVENUS ET FAITS SAILLANTS D'EXPLOITATION

Légende

- Production nucléaire réglementée**
- Production hydroélectrique réglementée
- Portefeuille de production liée par contrat*
- Divers

* Comprend les centrales thermiques et hydroélectriques d'OPG sous contrat, les éoliennes, et la part d'OPG dans Portlands Energy Centre et dans la centrale Brighton Beach.

** Reflète l'incidence de la mise hors service de l'unité 2 de la centrale Darlington pour remise en état qui a commencé en octobre 2016.



PROFIL DE L'ENTREPRISE

OPG met l'accent sur la production propre, fiable et à faible coût, 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 66 centrales hydroélectriques, de trois centrales thermiques, 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 2017, le portefeuille de production d'électricité d'Ontario Power Generation (OPG) avait une capacité en service de 16 210 mégawatts (MW) :

CENTRALES
NUCLÉAIRES

2 | 

CENTRALES
HYDROÉLECTRIQUES

66 | 

CENTRALES
THERMIQUES

3 | 

TURBINE
ÉOLIENNE

1 | 

TABLE DES MATIÈRES

Profil de l'entreprise	1
Mot du président du conseil d'administration et du président.	2
Principales réalisations en 2017	6
Rapport de gestion.	9
États financiers consolidés	110
Notes afférentes aux états financiers consolidés	116
Membres de la haute direction.	188
Installations d'Ontario Power Generation	189





MOT

DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DU PRÉSIDENT

Chez OPG, nous croyons que grâce à la production d'électricité, nous pouvons faire une différence. Garder l'air de l'Ontario propre, créer des milliers d'emplois, maintenir des tarifs d'électricité bas pour les clients et investir dans l'innovation sont autant de façons pour OPG d'avoir un impact positif.

Parmi les plus grands producteurs à émissions de carbone quasi inexistantes en 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. En 2017, OPG a pris des mesures pour continuer d'être le producteur d'électricité propre et à faible coût de l'Ontario, notamment en faisant avancer le projet de réfection de la centrale Darlington et en achevant une nouvelle centrale hydroélectrique dans le nord de l'Ontario et un important projet d'énergie propre à Niagara.



JEFF LYASH
Président et chef
de la direction



BERNARD LORD
Président du conseil
d'administration

LA SÉCURITÉ AVANT TOUT

Notre plus grande priorité, avant toute autre, est la sécurité de nos employés, de nos voisins et de l'environnement. Tous les jours, nos employés se dévouent à l'atteinte de l'objectif d'éliminer les blessures, tout en protégeant les collectivités et l'environnement dans lequel nous travaillons. En 2017, nous avons placé la sécurité au cœur de toutes nos activités, tout en nous assurant de livrer les projets dans les délais et selon les budgets.

DE L'ÉNERGIE PROPRE À FAIBLE COÛT, PRODUITE EN ONTARIO

OPG emploie fièrement plus de 9 300 personnes et crée de l'emploi pour des milliers de personnes de plus dans la province sur ses projets d'énergie propre et le long de la chaîne d'approvisionnement.

La remise en état de la centrale nucléaire Darlington et son exploitation continue permettront à elles seules de créer en moyenne 14 000 emplois chaque année jusqu'en 2055 et de gonfler le PIB de l'Ontario de presque 90 milliards de dollars. Plus de 200 entreprises de partout en Ontario jouent un rôle clé dans le plus grand projet d'énergie propre au Canada, toujours dans les délais et selon le budget. Au début de 2018, OPG a aussi reçu l'approbation de procéder à la remise en état de l'unité 3. En 2017, le projet a fait des avancées importantes. L'unité 2 de la centrale Darlington a été séparée de façon sécuritaire du reste de la centrale et le démantèlement du cœur du réacteur a débuté. La remise en état devrait permettre de prolonger d'encore 30 ans la vie de cette centrale de quatre unités, et ainsi éliminer des routes de l'Ontario les émissions de carbone de l'équivalent de deux millions d'automobiles.

Nous ne travaillons pas uniquement avec des entreprises, mais aussi avec des collectivités, comme la Nation Taykwa Tagamou dans le nord-est de l'Ontario – un partenariat qui a fièrement construit la centrale hydroélectrique Peter Sutherland Sr., officiellement entrée en service au printemps 2017, en respectant le budget et avant la date prévue. La nouvelle centrale fournit 28 MW d'électricité renouvelable au réseau, soit assez pour alimenter environ 25 000 foyers. Plus de 200 personnes, dont près de 50 autochtones de la collectivité, ont aidé à faire de ce projet une réussite.

À Niagara Falls, un autre projet d'énergie propre s'est terminé en avance sur l'échéancier et en deçà du budget. La remise en état du réservoir de 300 hectares de la centrale Sir Adam Beck à réserve pompée, une importante source d'électricité flexible et sans émissions de carbone, s'est terminée en février 2017, avec deux mois d'avance et en deçà du budget de 58 millions de dollars. La remise en état ajoute 50 années à la durée de vie du réservoir.

Finalement, OPG a continué d'investir dans la centrale nucléaire Pickering en préparation de ses activités poursuivies prévues jusqu'en 2024. La centrale fournit de façon fiable 14 pour cent de l'électricité de la province, pratiquement sans émissions de carbone. Elle jouera un rôle clé dans l'offre d'une source de production d'électricité de base propre, fiable et à faible coût durant les travaux de remise en état des centrales Darlington et Bruce. En 2017, OPG a terminé de façon sécuritaire les interruptions planifiées, pour maintenance, des unités 1, 4 et 5. Preuve de sa dévotion pour la sécurité, la centrale Pickering s'est vu attribuer par la Commission canadienne de sûreté nucléaire la plus haute cote possible en matière de sécurité, soit « entièrement satisfaisante », pour une deuxième année de suite.

La poursuite des activités de la centrale Pickering jusqu'en 2024 permettra aux consommateurs d'électricité de l'Ontario d'économiser jusqu'à 600 millions de dollars, générera plus de 7 500 emplois et ajoutera 1,2 milliard de dollars au PIB de la province, tout en évitant un minimum de 17 millions de tonnes d'émissions de carbone.

INNOVATION POUR L'AVENIR

OPG comprend que l'énergie propre alimentera l'avenir. Nous nous préparons à utiliser nos électrons propres pour réduire l'empreinte carbone du secteur du transport. Depuis 2008, nous faisons la promotion de l'adoption des véhicules électriques par l'entremise de Plug'n Drive, un organisme sans but lucratif créé par OPG. En 2017, Plug'n Drive a lancé un centre de découverte des véhicules électriques, ainsi qu'une initiative mobile d'éducation publique. OPG prend aussi des mesures pour électrifier sa flotte de VUS et d'automobiles et a installé des chargeurs dans certains de ses bureaux et de ses centrales. Nous cherchons aussi d'autres façons d'encourager l'électrification de ce secteur.

Tous les jours, dans l'ensemble d'OPG, l'accent est placé sur l'innovation. Dans notre nouveau centre d'innovation X-Lab, à la centrale nucléaire Pickering, nous faisons des expériences avec la réalité virtuelle afin de former les employés et nous utilisons des imprimantes 3D pour fabriquer des pièces spécialisées. Notre division Inspection et innovation en matière de réacteur économise de l'argent en faisant appel à des drones, à des technologies de pointe d'ultrasons et de laser, ainsi qu'à une équipe chevronnée de plongeurs pour inspecter et entretenir nos barrages et nos centrales nucléaires.

FAITS SAILLANTS DE L'EXPLOITATION

OPG a présenté des résultats financiers et des résultats d'exploitation solides en 2017, ce qui nous place en bonne position pour faire avancer les projets de production d'énergie importants en cours.

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire s'est établi à 860 millions de dollars en 2017, comparativement à 436 millions de dollars en 2016. Cette hausse s'explique par la bonne performance de production d'électricité de nos centrales nucléaires et hydroélectriques, particulièrement Pickering, ainsi que par la gestion des coûts et la vente de notre siège social au deuxième trimestre.

Globalement, OPG a généré 74,1 TWh d'électricité en 2017 comparativement à 78,2 TWh en 2016. La diminution est surtout imputable à la baisse de production de 4,9 TWh du secteur Production nucléaire réglementée en raison de la mise hors service de l'unité 2 de Darlington. Cette baisse de production a cependant été partiellement contrebalancée par la hausse de la production de la centrale nucléaire Pickering, qui a connu une bonne performance et un nombre moins élevé de jours d'interruption, et par une hausse de la performance du secteur Production hydroélectrique réglementée.





DE L'ÉLECTRICITÉ AVEC UNE VISÉE

De l'air propre aux nouveaux emplois, aux collectivités plus fortes et à l'innovation en matière d'énergie, OPG s'engage à produire de l'électricité propre et à faible coût d'une façon dont tous les Ontariens seront fiers. Au cœur de cette initiative se trouve notre groupe diversifié d'employés compétents et dévoués, dont le travail permet de maintenir nos unités de production en fonction 24 heures par jour, 365 jours par année. Leur travail est la raison même pour laquelle OPG continuera de présenter une performance solide et fiable dans toutes ses activités et dans tous ses projets.

Nous sommes fiers de tout ce que nous avons accompli et tenons à remercier nos employés pour leur persévérance et leur contribution à OPG en 2017.

JEFF LYASH
Président et chef
de la direction

BERNARD LORD
Président du conseil
d'administration

PRINCIPALES RÉALISATIONS EN 2017



LA REMISE EN ÉTAT DE LA CENTRALE DARLINGTON RESPECTE TOUJOURS L'ÉCHÉANCIER ET LE BUDGET PRÉVUS.

En 2017, la remise en état de la centrale de Darlington a fait des avancées importantes, tout en continuant de respecter l'échéancier et le budget prévus. Dans le cadre du plus grand projet d'énergie propre au Canada, l'unité 2 de la centrale Darlington a été séparée de façon sécuritaire du reste de la centrale. La prochaine phase importante du projet, le démantèlement du cœur du réacteur, a débuté. D'ici la fin de cette phase, 90 pour cent des travaux du projet devraient être terminés, en voie vers la remise en service de l'unité 2.



RÉUSSITE DE L'EXERCICE DES MESURES D'URGENCE

En décembre, OPG et plus de 30 organismes partenaires ont réalisé un exercice à grande échelle des mesures d'urgence à la centrale nucléaire Pickering. Au cours de cet exercice de deux jours, OPG, la région de Durham, la ville de Toronto, la ville de Pickering et des organismes gouvernementaux provinciaux et fédéraux ont testé leurs plans d'urgence et se sont assurés que tous les participants pouvaient travailler ensemble pour veiller à la santé et à la sécurité du public dans l'éventualité, extrêmement improbable, d'une urgence nucléaire.



MISE EN SERVICE OFFICIELLE DE LA CENTRALE PETER SUTHERLAND SR.

OPG et la Nation Taykwa Tagamou ont célébré l'inauguration de la centrale Peter Sutherland Sr., la nouvelle source d'électricité propre, fiable et à faible coût de l'Ontario. Le projet, un partenariat entre OPG et Coral Rapids Power, une entreprise entièrement détenue par la Nation Taykwa Tagamou, a été achevé au printemps 2017, en avance sur l'échéancier et en respectant le budget. La centrale à deux unités, ainsi nommée en l'honneur d'un ancien de la collectivité, fournit 28 MW au réseau provincial, soit assez pour alimenter environ 25 000 foyers. Plus de 200 personnes ont travaillé sur ce projet d'énergie propre, dont près de 50 autochtones de la collectivité.



REMISE EN ÉTAT DE LA CENTRALE RANNEY FALLS

À la centrale historique de Ranney Falls, des travaux sont en cours pour remplacer l'unité actuelle de la plus petite centrale d'OPG par une unité moderne de 10 mégawatts, ce qui en doublera la capacité. Le remplacement de l'unité, en fonction depuis un siècle, est une façon économique d'optimiser un actif hydroélectrique déjà existant et d'accroître la capacité de production d'énergie propre et renouvelable de l'Ontario. La nouvelle unité produira assez d'électricité chaque année pour alimenter environ 10 000 foyers et prolongera la durée de vie de la centrale jusqu'au 22^e siècle. Elle devrait entrer en fonction en 2020.



LA CENTRALE CALABOGIE CÉLÈBRE SES 100 ANS DE SERVICE

La centrale Calabogie d'OPG a célébré son 100^e anniversaire en invitant la collectivité à une porte ouverte et à une visite de la centrale. Située sur la rivière Madawaska, cette centrale de deux unités produit quatre mégawatts d'électricité propre et renouvelable, soit assez pour alimenter environ 4 000 foyers. Elle est en fonction depuis novembre 1917.



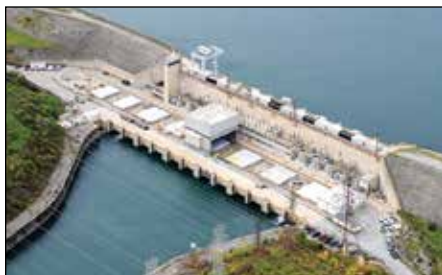
LES CENTRALES PICKERING ET DARLINGTON REÇOIVENT LA PLUS HAUTE COTE POSSIBLE EN MATIÈRE DE SÛRETÉ

La Commission canadienne de sûreté nucléaire a attribué aux centrales nucléaires Darlington et Pickering d'OPG la plus haute cote possible en matière de sûreté, soit « entièrement satisfaisante ». La centrale Darlington recevait ainsi la plus haute cote possible pour une huitième année de suite, et la centrale Pickering, pour une deuxième année de suite. Cette reconnaissance pour nos deux centrales nucléaires témoigne du dévouement d'OPG à améliorer sans cesse la sûreté de ses centrales.



UNE PERFORMANCE EN MATIÈRE DE DÉVELOPPEMENT DURABLE RECONNUE

En 2017, le programme de biodiversité d'OPG a reçu de l'Association canadienne de l'électricité le Prix d'engagement envers l'amélioration continue du rendement. Ce prix est remis à une entreprise ayant démontré son engagement envers l'amélioration de ses performances en matière de développement durable dans le cadre de nouveaux projets, de nouveaux programmes ou de nouvelles initiatives.



REMISE EN ÉTAT DU RÉSERVOIR DE NIAGARA TERMINÉE

La remise en état du réservoir de 300 hectares de la centrale Sir Adam Beck à réserve pompée s'est terminée en avance sur l'échéancier et en deçà du budget. Le projet fournira de l'électricité sans émissions de carbone pour encore 50 ans, ou plus. Construite en 1957, la centrale Sir Adam Beck peut remplacer jusqu'à 600 MW de production par combustibles fossiles pendant presque huit heures. L'eau du réservoir est utilisée pour la production d'électricité à la centrale Sir Adam Beck, puis une deuxième fois à la centrale Beck. Le projet a été achevé de façon sécuritaire avec une avance de près de deux mois et en deçà du budget de 60 millions de dollars.



LA CENTRALE SOLAIRE NANTICOKE VA DE L'AVANT

La planification a débuté pour la construction du projet solaire Nanticoke, qui doit commencer en 2018. Ce processus comprend le démantèlement de la centrale Nanticoke, où la nouvelle installation solaire sera construite. OPG et son partenaire, Six Nations of the Grand River Development Corporation, ont été sélectionnés par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité pour l'aménagement d'une centrale solaire de 44 MW sur le site de la centrale Nanticoke et sur les terres adjacentes. Il s'agit du quatrième partenariat d'OPG avec les Premières Nations de l'Ontario.



LA CULTURE DE SÛRETÉ DE LA CENTRALE PICKERING EST SALUÉE

Dans le cadre de son examen de la centrale nucléaire Pickering, l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) a salué l'engagement ferme de la centrale envers la sûreté, confirmant ainsi que la centrale nucléaire Pickering pourra être exploitée de façon sécuritaire jusqu'en 2024. L'équipe de l'AIEA chargée de l'examen de la sûreté d'exploitation, composée d'experts internationaux en matière de sûreté et d'exploitation de centrales nucléaires, en est arrivée à cette conclusion au terme d'une visite de 19 jours en septembre 2016. L'équipe fera une visite de suivi à la centrale nucléaire Pickering en 2018 pour constater les améliorations apportées à la centrale.





INFORMATION FINANCIÈRE

TABLE DES MATIÈRES

Rapport de gestion

Énoncés prospectifs.....	10
La Société.....	11
Mécanismes de revenus pour la production réglementée et la production non réglementée	13
Faits saillants	15
Activités de base, stratégie et perspectives.....	30
Indicateurs clés du rendement d'exploitation et du rendement financier.....	50
Secteurs d'activité	52
Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité	55
Production nucléaire réglementée	55
Gestion des déchets nucléaires réglementée	56
Production hydroélectrique réglementée.....	57
Portefeuille de production liée par contrat.....	58
Services, activités de négociation et activités autres que de production.....	59
Secteur Fair Hydro Trust	59
Situation de trésorerie et sources de financement	60
Faits saillants du bilan	65
Méthodes et estimations comptables critiques	66
Gestion des risques	80
Opérations entre parties liées	92
Contrôles internes à l'égard de l'information financière et contrôles de communication de l'information	95
Quatrième trimestre.....	96
Faits saillants financiers trimestriels.....	99
Autres mesures financières non conformes aux PCGR.....	102

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière.....	107
Rapport des auditeurs indépendants.....	109
États financiers consolidés	110
Notes afférentes aux états financiers consolidés	116

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 2017 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. De plus, depuis le 1^{er} janvier 2012, OPG a obtenu une dispense de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (la « CVMO ») lui permettant d'appliquer les PCGR des États-Unis. La dispense actuelle de la CVMO a été accordée en 2014 et est en vigueur jusqu'au 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 8 mars 2018.

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 réfection 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 demandes de permis d'exploitation déposées auprès de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN »), 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, au Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables (le « Plan »), et aux prévisions de bénéfice, de flux de trésorerie, de couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation, du rendement des capitaux propres excluant le cumul des autres éléments du résultat étendu, du coût total de la production, des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, du maintien en poste du personnel clé, du rendement des fournisseurs et des tiers, et des dépenses liées aux projets. 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 2017, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 16 210 mégawatts (« MW »). OPG exploite 2 centrales nucléaires, 66 centrales hydroélectriques, 3 centrales thermiques et 1 centrale 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 (« 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. OPG n'exploite pas la centrale PEC, la centrale Brighton Beach, la centrale Bruce A et la centrale Bruce B.

Structure de présentation de l'information d'OPG

Au quatrième trimestre de 2017, OPG se composait 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
- Fair Hydro Trust

Au quatrième trimestre de 2017, OPG a modifié ses secteurs d'activité isolables afin d'y inclure celui de Fair Hydro Trust, à la suite de la constitution de Fair Hydro Trust (la « Fiducie ») comme entité de financement en décembre 2017 en vue de mettre en œuvre le Plan conformément à la *Loi de 2017 sur le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables* (la « Loi pour des frais d'électricité équitables »). Du fait du contrôle qu'elle exerce sur les principales activités de la Fiducie et de son obligation d'absorber les pertes par la détention de la dette subordonnée de la Fiducie, la Société consolide les résultats financiers de la Fiducie conformément aux exigences des PCGR des États-Unis. Le secteur d'activité Fair Hydro Trust présente les revenus liés au rôle d'OPG à titre de gestionnaire des services financiers en vertu de la Loi pour des frais d'électricité équitables et de détenteur de la dette subordonnée de la Fiducie, et comprend les résultats financiers de la Fiducie. Le Plan et la Fiducie sont décrits aux rubriques *Faits nouveaux* et *Secteurs d'activité*.

OPG bénéficie de 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 installations réglementées »). Les installations réglementées comprennent 54 centrales hydroélectriques installées sur de nombreux réseaux hydrographiques importants de la province, la centrale nucléaire Pickering (la « centrale Pickering ») et 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 présentait comme suit :

(MW)	2017	2016
Production nucléaire réglementée ¹	5 728	5 728
Production hydroélectrique réglementée	6 426	6 421
Portefeuille de production liée par contrat ²	4 056	4 028
Total	16 210	16 177

¹ La capacité de production en service au 31 décembre 2017 et au 31 décembre 2016 excluait 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 réfection.

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

Au 31 décembre 2017, la capacité totale en service a augmenté de 33 MW par rapport à celle de 2016.

L'augmentation découle principalement de l'achèvement de la centrale hydroélectrique Peter Sutherland Sr. de 28 MW, qui a été mise en service à la fin du premier trimestre de 2017, et de la mise à niveau de l'unité 10 de la centrale hydroélectrique Sir Adam Beck 1, qui a été achevée en juin 2017. 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*.

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 au cours des périodes du 1^{er} janvier 2016 au 31 mai 2017, ainsi que les nouveaux tarifs réglementés en vigueur rétrospectivement le 1^{er} juin 2017 qu'OPG a calculés et présentés à la CEO, fondés sur la décision rendue le 28 décembre 2017 par la CEO relativement à la demande de nouveaux tarifs réglementés pour la période de 2017 à 2021 présentée par OPG :

(\$/MWh)	2017		2016
	Du 1 ^{er} janvier au 31 mai	Du 1 ^{er} juin au 31 décembre ¹	
Production nucléaire réglementée			
Tarif réglementé de base	59,29	80,65	59,29
Avenant tarifaire sur les comptes d'écarts et de report	-	-	10,84 ³
	59,29	80,65	70,13
Production hydroélectrique réglementée			
Tarif réglementé de base	40,72 ²	41,67	40,72 ²
Avenant tarifaire sur les comptes d'écarts et de report	-	-	3,19 ³
	40,72	41,67	43,91

¹ Pour la période du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2017, les tarifs réglementés ont été calculés par OPG et présentés à la CEO en janvier 2018 selon la décision de la CEO rendue le 28 décembre 2017 relativement à la demande de tarifs réglementés pour la période de 2017 à 2021 présentée par OPG. Les tarifs réglementés définitifs seront fixés par la CEO dans le cadre du processus d'ordonnance du montant des paiements, qui devrait être achevé au premier semestre de 2018. Dans le cadre de ce processus, la CEO devrait autoriser des avenants tarifaires distincts permettant de recouvrer le manque à gagner entre les nouveaux tarifs réglementés et les tarifs réglementés approuvés antérieurement qu'OPG continue de recevoir pendant la période intermédiaire allant du 1^{er} juin 2017 à la date d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs réglementés. Pour la période du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2017, les revenus tirés des nouveaux tarifs réglementés présentés par OPG selon une approche rétrospective en janvier 2018 ont été comptabilisés en 2017.

² Des tarifs réglementés de base distincts étaient en vigueur pour les centrales hydroélectriques qui étaient visées par une réglementation des tarifs de la CEO en vigueur avant 2014, et pour les centrales hydroélectriques qui sont visées par une réglementation des tarifs de la CEO depuis 2014. Le tableau présente la moyenne du tarif réglementé de base pondérée par la production pour toutes ces centrales compte tenu des prévisions approuvées par la CEO portant sur la production. Un tarif réglementé de base unique sera établi pour toutes les centrales hydroélectriques visées à compter du 1^{er} juin 2017.

³ La CEO a autorisé des avenants tarifaires intermédiaires pour la période du 1^{er} octobre 2015 au 31 décembre 2016 afin de permettre le recouvrement des avenants tarifaires sur les comptes d'écarts et de report en vigueur le 1^{er} juillet 2015 pour la période du 1^{er} juillet 2015 au 30 septembre 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. Les avenants tarifaires intermédiaires ne sont pas présentés dans le tableau ci-dessus. Tous les avenants tarifaires en vigueur en 2016 ont expiré le 31 décembre 2016.

En vertu de la décision de la CEO rendue en décembre 2017, les nouveaux tarifs réglementés de base seront fixés selon une méthode de tarification fondée sur une réglementation incitative pour les centrales hydroélectriques et un cadre de réglementation incitative adapté aux centrales nucléaires. En ce qui a trait aux centrales hydroélectriques, les nouveaux tarifs de base réglementés pour chacune des années 2017 à 2021 seront fixés à l'aide d'une formule qui augmente annuellement les tarifs réglementés précédemment approuvés, sous réserve de certains ajustements, en fonction d'un facteur d'inflation pondéré propre à l'industrie moins l'ajustement d'un facteur de productivité supplémentaire. En ce qui concerne les centrales nucléaires, les nouveaux tarifs de base réglementés seront fixés selon une approche de nivellement des tarifs qui reporte une partie des besoins en revenus tirés de la production nucléaire approuvés en vue d'un recouvrement futur dans le compte de report lié au nivellement des tarifs autorisés.

par la CEO en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*, dans le but de stabiliser les variations du tarif moyen pondéré de la production nucléaire et hydroélectrique réglementée d'OPG d'une année à l'autre. Les besoins en revenus tirés de la production nucléaire pour chacune des années allant de 2017 à 2021 sont fondés sur les prévisions de charges d'exploitation approuvées par la CEO, diminuées d'un facteur de productivité supplémentaire, ainsi que sur un 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. La décision rendue par la CEO en décembre 2017 et les nouveaux tarifs réglementés en résultant calculés par OPG sont présentés à la rubrique *Faits nouveaux*.

Les tarifs réglementés de base en vigueur en 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.

La hausse des tarifs réglementés de base du secteur Production nucléaire réglementée par rapport aux tarifs approuvés en 2014 est surtout attribuable à une baisse de la production de la centrale Darlington pendant les travaux de réfection et à l'augmentation de la base tarifaire et de la dotation aux amortissements liée aux dépenses du projet de réfection. L'augmentation des tarifs réglementés de base tient compte également du recouvrement des coûts en vue de prolonger les activités de la centrale Pickering au-delà de 2020, conformément au Plan énergétique à long terme de l'Ontario.

Les avenants tarifaires relatifs aux comptes d'écarts et de report 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, les 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 d'éléments qui ne sont pas reflétés dans les tarifs réglementés qui ont été approuvés. Les avenants tarifaires en vigueur à la fin de 2016 ont été établis aux termes de l'ordonnance d'octobre 2015 de la CEO par suite de la demande de 2014 d'OPG de recouvrer les soldes des comptes réglementaires au 31 décembre 2014. Les revenus tirés du recouvrement des soldes des comptes réglementaires ont été en grande partie compensés par l'amortissement lié à ces soldes.

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 »).

En 2017, 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 2067 :

- 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 hydroélectriques de la rivière Lower Mattagami)
- Centrale Peter Sutherland Sr.

FAITS SAILLANTS

Aperçu des résultats d'exploitation

Cette section donne un aperçu des résultats d'exploitation d'OPG pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016 :

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2017	2016
Revenus	5 158	5 653
Charges liées au combustible	689	727
Marge brute	4 469	4 926
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 824	2 747
Amortissement	679	1 257
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	960	929
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(801)	(746)
Revenus tirés de Fair Hydro Trust	(1)	-
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	(38)	(37)
Impôts fonciers	40	46
Restructuration	-	6
	3 663	4 202
Bénéfice avant autres gains, intérêts et impôts sur les bénéfices	806	724
Autres gains	379	17
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	1 185	741
Intérêts débiteurs, montant net	95	120
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	1 090	621
Charge d'impôts	209	168
Bénéfice net	881	453
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	860	436
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle ¹	21	17
Production d'électricité (TWh) ²	74,1	78,2
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	944	1 817

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, à la participation de 33 % de Coral Rapids Power Corporation (« CRP »), propriété exclusive de la Nation Taykwa Tagamou, dans PSS Generating Station Limited Partnership (« PSS ») et à la participation de 10 % d'une société en propriété exclusive de Six Nations of the Grand River Development Corporation dans Nanticoke Solar LP. En avril 2017, CRP a exercé son droit en vertu de la convention de société en commandite d'accroître sa participation dans PSS pour la faire passer à 33 %.

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 860 millions de dollars en 2017, en hausse de 424 millions de dollars par rapport à 2016. Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices s'est établi à 1 185 millions de dollars en 2017, en hausse de 444 millions de dollars par rapport à 2016. 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 :

- Des revenus nets tirés des secteurs Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée d'environ 480 millions de dollars comptabilisés au quatrième trimestre de 2017 afin de refléter l'incidence de la décision rendue en décembre 2017 par la CEO relativement à la demande d'OPG visant à obtenir de nouveaux tarifs réglementés en vigueur rétroactivement le 1^{er} juin 2017. Cette hausse des revenus pour la période du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2017 a été comptabilisée comme augmentation des actifs réglementaires, selon les nouveaux tarifs réglementés pour cette période proposés dans la demande d'ordonnance du montant des paiements préliminaire d'OPG à la CEO, en janvier 2018, laquelle est fondée sur les constatations issues de la décision de la CEO, déduction faite d'un passif réglementaire comptabilisé dans le cadre de la proposition de nivellement des tarifs pour la production nucléaire d'OPG comprise dans la demande. Le processus d'ordonnance du montant des paiements suit généralement une décision rendue par la CEO à l'égard d'une importante demande tarifaire. L'approbation par la CEO de l'ordonnance définitive du montant des paiements, y compris la détermination de nouveaux tarifs réglementés et le nivellement des tarifs, ne devrait pas avoir une grande incidence sur le revenu net total comptabilisé pour la période du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2017. La CEO devrait rendre l'ordonnance définitive du montant des paiements au premier semestre de 2018. Pour en savoir plus, voir la rubrique *Faits nouveaux*, sous *Décision de la CEO relative à la demande de nouveaux tarifs réglementés d'OPG*.
- L'augmentation de 377 millions de dollars du rendement du secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production, du fait surtout du gain à la vente des locaux du siège social d'OPG et du parc de stationnement adjacent, un actif non essentiel de l'entreprise. Un gain à la vente de 283 millions de dollars, déduction faite de l'incidence fiscale de 95 millions de dollars, a été comptabilisé dans le bénéfice net à la conclusion de la transaction au deuxième trimestre de 2017. La vente a été réalisée conformément à une déclaration de l'actionnaire et à une résolution de l'actionnaire. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique *Faits nouveaux*, sous *Déclarations de l'actionnaire et résolutions de l'actionnaire de vendre certains biens immobiliers non essentiels*.
- La hausse des revenus de 24 millions de dollars du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée surtout attribuable à l'augmentation du rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (« Fonds distincts nucléaires »), en partie contrebalancée par une hausse de la charge de désactualisation découlant de l'augmentation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires (« passifs nucléaires »).

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

- Une baisse d'environ 285 millions de dollars des revenus, en partie compensée par une diminution de 31 millions de dollars des charges liées au combustible, découlant d'une baisse de 4,9 térawattheures (« TWh ») de la production d'électricité du secteur Production nucléaire réglementée. La diminution de la production nucléaire découle principalement de la réfection continue de l'unité 2 de la centrale Darlington depuis octobre 2016, contrebalancée en partie par une augmentation de la production de la centrale Pickering. La hausse de la production de la centrale Pickering est surtout attribuable à l'optimisation du cycle d'interruption, aux conditions favorables de la centrale et aux travaux réalisés pendant l'interruption planifiée qui se sont traduits par un nombre moins élevé de jours d'interruption à la centrale.
- Une augmentation de 77 millions de dollars des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, principalement dans le secteur Production nucléaire réglementée, reflétant la planification des dépenses

importantes de maintenance engagées dans les centrales nucléaires et la hausse des charges liées aux projets d'installations nucléaires.

- Une hausse de 22 millions de dollars de la dotation aux amortissements dans le secteur Production nucléaire réglementée, à l'exclusion de la charge d'amortissement liée aux soldes dans les comptes réglementaires, découlant surtout des nouveaux actifs mis en service.
- Un gain de 22 millions de dollars comptabilisé au premier trimestre de 2016 pour refléter la décision rendue par la CEO 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.

L'expiration, le 31 décembre 2016, des avenants tarifaires portant sur le recouvrement des soldes des comptes réglementaires approuvés par la CEO a entraîné la diminution des revenus en 2017 en regard de 2016, contrebalancée en grande partie par une baisse de la dotation aux amortissements liée aux soldes des comptes réglementaires.

Les intérêts débiteurs, montant net, ont reculé de 25 millions de dollars en 2017 en regard de 2016, ce qui s'explique avant tout par la hausse des frais d'intérêts capitalisés pour le projet de réfection de la centrale Darlington.

La charge d'impôts a augmenté de 41 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016, du fait surtout de la hausse du bénéfice avant impôts sur les bénéfices, contrebalancée en partie par l'augmentation de la charge d'impôts reportée dans les actifs réglementaires en 2017.

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 2017, par rapport à 2016, 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*.

<i>(en millions de dollars)</i>	2017	2016
<i>Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices</i>		
Production nucléaire réglementée	57	4
Production hydroélectrique réglementée	614	642
Portefeuille de production liée par contrat	300	282
Total des activités de production d'électricité des secteurs	971	928
Gestion des déchets nucléaires réglementée	(150)	(174)
Services, activités de négociation et activités autres que de production ¹	364	(13)
Fair Hydro Trust	-	-
	1 185	741

¹ Résultats de ce secteur qui comprennent le gain à la vente des locaux du siège social d'OPG et du parc de stationnement adjacent. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique *Faits nouveaux*, sous *Déclarations de l'actionnaire et résolutions de l'actionnaire de vendre certains biens immobiliers non essentiels*.

Production d'électricité

La production d'électricité pour 2017 et 2016 s'est établie comme suit :

(TWh)	2017	2016
Production nucléaire réglementée	40,7	45,6
Production hydroélectrique réglementée	30,7	29,5
Portefeuille de production liée par contrat ¹	2,7	3,1
Total de la production d'électricité d'OPG	74,1	78,2
Total de la production d'électricité par les autres producteurs d'électricité de l'Ontario ²	70,5	72,7

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.

Le total de la production d'électricité d'OPG a diminué de 4,1 TWh en 2017, ce qui s'explique essentiellement par la baisse de 4,9 TWh de la production d'électricité dans le secteur Production nucléaire réglementée. Comme prévu, cette diminution découle surtout de la mise hors service de l'unité 2 de la centrale Darlington pendant la durée de la réfection de l'unité, qui a commencé en octobre 2016. Cette diminution de la production d'électricité a été contrebalancée en partie par une augmentation de la production de la centrale Pickering, attribuable principalement à l'optimisation du cycle d'interruption, aux conditions favorables de la centrale et aux travaux réalisés pendant l'interruption planifiée qui se sont traduits par un nombre moins élevé de jours d'interruption à la centrale ainsi que par une production d'électricité accrue dans le secteur Production hydroélectrique réglementée.

La hausse de la production d'électricité du secteur Production hydroélectrique réglementée en 2017 découle des débits d'eau plus importants principalement dans les réseaux hydrographiques de l'est de l'Ontario, déduction faite de la production d'électricité perdue en raison de la production de base excédentaire, comme il est mentionné ci-après.

La baisse de la production d'électricité du secteur Portefeuille de production liée par contrat s'explique principalement par la hausse de la production de base excédentaire.

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 132,1 TWh en 2017 et de 137,0 TWh en 2016, déduction faite des exportations d'électricité hors de la province.

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 de certaines centrales nucléaires et d'autres ressources renouvelables connectées au réseau. La suroffre d'énergie de base en Ontario a été plus marquée en 2017 qu'en 2016, du fait surtout de la hausse des débits d'eau et de la baisse de la demande d'électricité dans la province en 2017. Au cours de 2017 et de 2016, OPG a perdu respectivement 5,9 TWh et 4,7 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 2017 et 2016 a été contrebalancée par l'incidence d'un compte d'écarts réglementaire autorisé par la CEO. La production perdue aux centrales hydroélectriques réglementées d'OPG en raison d'une production excédentaire a été de 5,2 TWh en 2017 et de 4,3 TWh en 2016. 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 2017 s'est établi à 7,1 cents par kilowattheure (« ¢/kWh »), comparativement à 6,9 ¢/kWh en 2016. L'augmentation du prix de vente moyen s'explique essentiellement par une hausse des revenus pour la période du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2017 comptabilisée au quatrième trimestre de 2017, qui reflète la décision rendue par la CEO en décembre 2017 relativement à la demande d'OPG visant à obtenir de nouveaux tarifs réglementés, dont la date d'entrée en vigueur a été le 1^{er} juin 2017.

L'augmentation a été en partie contrebalancée par l'expiration, le 31 décembre 2016, d'un avenant tarifaire sur la production nucléaire autorisé par la CEO de 10,84 \$ par MWh pour le recouvrement des soldes des comptes d'écarts et de report. Le prix de vente moyen du secteur Production hydroélectrique réglementée en 2017 a atteint 4,2 ¢/kWh, en comparaison de 4,4 ¢/kWh en 2016. La baisse du prix de vente moyen découle principalement de l'expiration, le 31 décembre 2016, d'un avenant tarifaire portant sur la production hydroélectrique réglementée autorisé par la CEO de 3,19 \$/MWh pour le recouvrement des soldes des comptes d'écarts et de report, en partie contrebalancée par l'incidence d'une augmentation des revenus pour la période du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2017 comptabilisée au quatrième trimestre de 2017, qui reflète la décision rendue par la CEO en décembre 2017. Les avenants tarifaires ayant expiré le 31 décembre 2016 avaient été établis pour recouvrer les soldes approuvés comptabilisés dans les comptes d'écarts et de report 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 aux amortissements liée à ces soldes.

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 944 millions de dollars en 2017, contre 1 817 millions de dollars en 2016. La diminution était prévue et découle surtout de la baisse des revenus tirés de la production moins élevée du secteur Production nucléaire réglementée attribuable à la réfection en cours de l'unité 2 de la centrale Darlington et à l'expiration, le 31 décembre 2016, des avenants tarifaires autorisés par la CEO pour la production nucléaire et la production hydroélectrique réglementée. La diminution des flux de trésorerie s'explique également par la hausse des acomptes provisionnels en 2017 par rapport à ceux pour 2016.

La diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation a été en partie compensée par la réduction des cotisations dans le Fonds distinct pour combustible irradié en 2017. Les cotisations d'OPG aux Fonds distincts nucléaires sont établies en fonction de plans de référence approuvés par la Province en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (« ONFA »). Il a été déterminé que le Fonds distinct pour combustible irradié et le Fonds distinct pour déclasserement étaient entièrement capitalisés, d'après une estimation mise à jour des obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclasserement de centrales nucléaires d'OPG conformément au plus récent plan de référence approuvé par la Province en vertu de l'ONFA avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2017 (le « plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA »). Par conséquent, aucune cotisation ne doit être versée dans les Fonds distincts nucléaires à compter de 2017. En vertu de l'ONFA, le plan de référence doit être mis à jour au moins tous les cinq ans. Des cotisations à l'un des deux Fonds distincts nucléaires, ou aux deux, pourraient être requises dans l'avenir si les fonds étaient sous-capitalisés au moment de la mise à jour du prochain plan de référence de l'ONFA.

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. Cet indicateur est mesuré sur une période de douze mois. La couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation était de 3,3 fois en 2017 comparativement à 5,1 fois en 2016. La couverture des intérêts ajustés par les flux de

trésorerie d'exploitation de 2017 reflétait une diminution sur douze mois des flux de trésorerie d'exploitation avant intérêts attribuable à la baisse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite de la variation des soldes du fonds de roulement hors caisse, contrebalancée en partie par l'incidence de la baisse des intérêts débiteurs ajustés découlant de l'excédent moins élevé 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.

La baisse de 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 en 2017 s'explique essentiellement par le changement de l'approche utilisée pour l'estimation de la composante frais d'intérêts et coût des services rendus des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite adoptée de manière prospective le 1^{er} janvier 2017. Des précisions sur le changement d'approche figurent à la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques* sous *Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite*.

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

Le rendement des capitaux propres (« RCP ») à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu est un indicateur de la conformité du rendement d'OPG à la stratégie de la Société 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 2017, il s'est établi à 7,6 % contre 4,2 % en 2016. Le RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu a augmenté en 2017 par rapport à celui de 2016, surtout en raison de la hausse du bénéfice net attribuable à l'actionnaire, du fait du gain à la vente des locaux du siège social d'OPG et du parc de stationnement adjacent comptabilisé au deuxième trimestre de 2017, et des revenus liés à la période du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2017 comptabilisés au quatrième trimestre de 2017, ce qui reflète la décision rendue par la CEO en décembre 2017 relative à la demande d'OPG visant à obtenir de nouveaux tarifs réglementés. La hausse du bénéfice net attribuable à l'actionnaire a été en partie contrebalancée par l'incidence d'une diminution de la production nucléaire reflétant l'interruption pour la réfection de l'unité 2 de la centrale Darlington.

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 50,66 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, contre 48,45 \$ en 2016. Cette augmentation du coût total de la production de l'entreprise par MWh était prévue et découle surtout de la réduction de la production nucléaire attribuable à l'interruption pour réfection de l'unité 2 de la centrale Darlington et de la hausse des dépenses d'investissement de maintien, contrebalancées en partie par l'augmentation de la production d'hydroélectricité ajustée pour tenir compte de la production de base excédentaire reflétant les débits d'eau plus élevés.

Si l'unité 2 de la centrale Darlington n'était pas en mode réfection en ce moment et avait continué de fonctionner comme les autres unités de la centrale, après rajustement pour tenir compte des contraintes subies par ces unités dans le cadre de la transition de la centrale au mode réfection, le coût total de la production de l'entreprise aurait été d'environ 4 \$ à 5 \$ par MWh plus bas pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. Cette analyse de sensibilité repose sur une estimation des coûts différentiels de production d'électricité et le coût du combustible connexe qui auraient été engagés si la centrale n'avait pas été placée en mode réfection.

Coût total de la production nucléaire par MWh

Le coût total de la production nucléaire par MWh a été de 70,95 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, contre 62,30 \$ pour la période correspondante de 2016. Cette augmentation du coût total de la production nucléaire par MWh était prévue et découle principalement de la réduction de la production nucléaire surtout attribuable à l'interruption pour réfection de l'unité 2 de la centrale Darlington et de la hausse des dépenses d'investissement de maintien.

Coût total de la production hydroélectrique par MWh

Le coût total de la production hydroélectrique par MWh a été de 23,79 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, contre 25,49 \$ en 2016. L'amélioration du coût total de la production hydroélectrique par MWh découle surtout de l'augmentation de la production d'hydroélectricité ajustée pour tenir compte de la production de base excédentaire reflétant les débits d'eau plus élevés.

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

Décision de la CEO relative à la demande de nouveaux tarifs réglementés d'OPG

Le 28 décembre 2017, à la suite d'une audience publique, la CEO a rendu sa décision à l'égard de la demande de nouveaux tarifs réglementés applicables à la production nucléaire et à la production hydroélectrique réglementée pour une période de cinq ans déposée par OPG en mai 2016. La CEO a fixé au 1^{er} juin 2017 la date d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs réglementés. OPG avait demandé que la date d'entrée en vigueur soit le 1^{er} janvier 2017. Au premier trimestre de 2017, la décision tenait compte des modalités d'un accord de règlement partiel approuvé par la CEO conclu par OPG et les intervenants portant sur un nombre limité de questions (l'« accord de règlement »). La décision comprenait les conclusions de la CEO en ce qui concerne les méthodes de tarification pour les installations visées, la base des intrants dans la formule de tarification incitative hydroélectrique et les éléments des besoins en revenus tirés de la production nucléaire. En vertu de la décision, pour la première fois depuis que les centrales visées par règlement d'OPG sont assujetties à la réglementation des tarifs, les nouveaux tarifs seront fixés selon une méthode de tarification incitative pour les centrales hydroélectriques et un cadre de réglementation incitative adapté aux centrales nucléaires.

Centrales hydroélectriques

De nouveaux tarifs réglementés applicables aux centrales hydroélectriques pour chacune des années allant de 2017 à 2021 seront fixés en augmentant chaque année les tarifs de base réglementés en vigueur avant le 1^{er} juin 2017, avec certains ajustements, selon une formule qui prend en compte un facteur d'inflation pondérée propre à l'industrie fondé sur des indices publiés annuellement par la CEO aux fins d'utilisation dans les formules de réglementation incitative, diminué d'un facteur de productivité supplémentaire. La CEO a accepté la proposition d'OPG visant à fixer l'ajustement du facteur de productivité supplémentaire annuel à 0,3 %. Selon la formule approuvée, l'augmentation de 2017 des tarifs de base réglementés applicables à la production des centrales hydroélectriques était de 1,4 % au 1^{er} juin 2017 et l'augmentation de 2018 était de 0,9 % au 1^{er} janvier 2018. Pour la période de 2019 à 2021, les tarifs de base réglementés pour les centrales hydroélectriques réglementées seront fixés annuellement avant le début de chaque exercice au moyen de la formule approuvée et d'indices d'inflation publiés par la CEO.

Centrales nucléaires

En ce qui concerne les activités nucléaires, des besoins en revenus sont déterminés pour chacune des années allant de 2017 à 2021 fondés sur les prévisions de charges d'exploitation d'OPG autorisées par la CEO, diminuées d'un facteur de productivité supplémentaire, et sur le rendement de la base tarifaire déterminé d'après un taux de rendement générique prescrit par la CEO et une structure du capital présumée propre à OPG approuvée par la CEO. Selon les calculs d'OPG, les constatations relatives à la décision rendue en décembre 2017 par la CEO concernant les prévisions de charges d'exploitation, la base tarifaire et la structure du capital présumée des centrales nucléaires entraîneront des besoins en revenus pour les centrales nucléaires totalisant environ 15,9 milliards de dollars pour les cinq exercices complets.

Les constatations de la CEO relatives aux besoins en revenus des centrales nucléaires comprennent l'approbation d'inclure dans la base tarifaire les montants de capital liés au projet de réfection de la centrale Darlington pour sa remise en service d'un montant de 5,5 milliards de dollars d'ici 2021, lequel est constitué de prévisions de 4,8 milliards de dollars au premier trimestre de 2020 à la remise en service de l'unité 2, de prévisions de 0,4 milliard de dollars à l'égard de projets préalables, à l'exception de l'installation de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts au cours de la période allant de 2016 à 2021, et de projets préalables de 0,3 milliard de dollars mis en service avant 2016. La CEO devrait revoir le projet de l'installation de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts dans le cadre d'une demande future. Dans sa décision, la CEO a conclu qu'il était approprié d'évaluer le rendement d'OPG relativement au projet de réfection de la centrale Darlington dans l'ensemble plutôt que par composante coût, avec le recouvrement de toute augmentation des montants de mise en service approuvés assujettis à un examen futur du critère de prudence. L'incidence sur les besoins en revenus des différences entre les prévisions d'ajouts mis en service approuvées et les ajouts réels mis en service relatifs au projet de réfection de la centrale Darlington sera comptabilisée dans le compte d'écarts de la mise à niveau de la capacité autorisé par la CEO conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*. Le montant approuvé pour la mise en service de 4,8 milliards de dollars au moment de la remise en service de l'unité 2 comprend les dépenses en immobilisations engagées au cours des phases de définition et de planification du projet.

La CEO a également approuvé le recouvrement des coûts prévus demandés par OPG d'environ 292 millions de dollars pour la période allant de 2017 à 2021 relativement aux activités visant la mise en exploitation commerciale de la centrale Pickering au-delà de 2020 et a accepté d'inclure les coûts d'exploitation et les incidences sur la production liés à l'exploitation continue prévue de la centrale en 2021 dans les besoins en revenus pour les activités nucléaires. Les différences entre les prévisions approuvées des coûts pour le bon fonctionnement de la centrale Pickering et les montants réels seront comptabilisées dans le compte d'écarts de mise à niveau de la capacité aux fins d'examen futur et d'utilisation par la CEO.

À l'exclusion des montants qui auraient autrement été comptabilisés dans les comptes réglementaires autorisés par la CEO aux fins du remboursement aux clients, ou du recouvrement auprès des clients, dans l'avenir, la CEO a réduit les besoins en revenus des activités nucléaires sur cinq ans proposés par OPG d'environ 0,6 milliard de dollars dans le cadre de sa décision. Les principaux ajustements effectués par la CEO comprennent une réduction de 100 millions de dollars par année des coûts d'exploitation, de maintenance et d'administration demandés; une diminution de 10 % par année des prévisions d'ajouts à la base tarifaire du capital lié aux activités mises en service autres que celles liées à la réfection de la centrale Darlington au cours de la période allant de 2017 à 2021; l'élargissement de la portée du facteur de productivité supplémentaire des coûts de la production nucléaire qui ont entraîné une plus grande réduction des besoins en revenus; et le rejet de la demande d'OPG visant à augmenter la composante capitaux propres de la structure de capital présumée existante, composée de 45 % de capitaux propres et de 55 % de dettes. La CEO a augmenté à 0,6 % le facteur de productivité supplémentaire de la production nucléaire annuelle et a élargi sa portée afin d'y inclure la plupart des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration d'OPG engagées directement par les centrales nucléaires ou attribuées par celles-ci, ainsi que les ajouts de capital liés aux activités de

mise en service autres que celles de réfection de la centrale Darlington. Le facteur de productivité supplémentaire sera appliqué à compter de 2018 et composé chaque année jusqu'en 2021.

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, les besoins en revenus de la production nucléaire continuent d'être ajustés 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 continuent d'être calculés selon les PCGR des États-Unis aux fins de l'établissement des besoins en revenus de la production nucléaire et demeurent liés au compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce établi par la CEO en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Ils comprennent les coûts associés à la partie des passifs nucléaires d'OPG liés aux centrales nucléaires Bruce. Selon la décision de la CEO rendue en décembre 2017, la méthode de recouvrement des coûts approuvée antérieurement pour les passifs nucléaires a été maintenue en ce qui a trait aux centrales visées et aux centrales Bruce et il incombe à OPG de déposer une nouvelle étude portant sur ces méthodes d'un point de vue juridictionnel et plus spécifiquement sur les actifs propres à OPG. La décision tient compte des incidences de la mise à jour de l'estimation des obligations d'OPG liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement de centrales nucléaires au 31 décembre 2016, y compris au moyen du plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA, et la variation des passifs nucléaires comptabilisée au 31 décembre 2016.

Tel qu'OPG l'a proposé, la CEO a établi le recouvrement des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite dans les besoins en revenus de la production nucléaire en fonction des paiements au comptant prévus d'OPG au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, les écarts entre les coûts à payer de ces régimes et les paiements au comptant continuant d'être 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. Pour plus de précisions sur le traitement réglementaire des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, se reporter à la rubrique *Rapport de la CEO sur le traitement réglementaire des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite*.

Comptes d'écarts et de report

Dans la décision qu'elle a rendue, la CEO a accepté tous les soldes des comptes d'écarts et de report proposés à des fins de recouvrement qui n'avaient pas déjà été acceptés dans le cadre de l'accord de règlement, ce qui s'est traduit par l'approbation sans ajustement du montant à recouvrer de 305 millions de dollars comptabilisé dans ces comptes au 31 décembre 2015. L'accord de règlement prévoyait le maintien de tous les comptes d'écarts et de report existants applicables. En plus du compte de report lié au nivellement des tarifs présenté ci-après, la CEO a établi, à compter de la date d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs réglementés, de nouveaux comptes d'écarts et de report permettant de comptabiliser les coûts liés à la mise en œuvre de nouvelles exigences en matière d'aptitude fonctionnelle de la CCSN ainsi que les écarts entre le montant prévu et le montant réel des crédits d'impôt à l'investissement sur les dépenses de recherche scientifique et de développement expérimental attribuables aux centrales nucléaires. Les nouvelles exigences en matière d'aptitude fonctionnelle de la CCSN sont présentées à la rubrique *Activités de base, stratégie et perspectives* sous *Excellence opérationnelle – Production d'électricité et fiabilité*.

Nivellement des tarifs

Conformément aux exigences du *Règlement de l'Ontario 53/05*, l'ensemble des tarifs réglementés pondérés par la production d'OPG seront nivelés, dont une partie des besoins en revenus annuels approuvés pour la période allant de 2017 à 2021 sera reportée dans le compte de report lié au nivellement des tarifs pour recouvrement futur.

Dans sa version modifiée en mars 2017, le *Règlement de l'Ontario 53/05* exige que le nivellement des tarifs soit appliqué de manière à ce que les variations d'un exercice à l'autre des tarifs réglementés moyens pondérés par la production nucléaire et hydroélectrique soient plus stables. La différence entre la partie non reportée des besoins en revenus tirés de la production nucléaire, calculée en multipliant le tarif réglementé de base pour la production

nucléaire établi selon le nivellement des tarifs et les prévisions approuvées par la CEO de la production d'électricité pour l'exercice, et le total approuvé des besoins en revenus tirés de la production nucléaire de l'exercice considéré détermine la partie des besoins en revenus reportée en vue d'un recouvrement futur dans le compte de report lié au nivellement des tarifs. Dans sa décision, la CEO a approuvé les prévisions de production nucléaire telles qu'elles ont été présentées par OPG.

Selon le règlement, le compte de report lié au nivellement des tarifs comptabilise les intérêts à un taux à long terme correspondant au coût des emprunts à long terme d'OPG approuvé par la CEO, composé annuellement. Le règlement prévoit que la CEO devra autoriser le recouvrement du solde du compte de report lié au nivellement des tarifs de façon linéaire sur une période ne pouvant excéder dix ans après la fin des travaux de réfection de la centrale Darlington. OPG comptabilise les montants positifs reportés dans le cadre du nivellement des tarifs en augmentation des actifs réglementaires, montant net et en augmentation des revenus au cours de la période à laquelle les besoins en revenus approuvés sous-jacents se rapportent. Les montants négatifs déterminés dans le cadre du nivellement des tarifs sont comptabilisés en diminution des actifs réglementaires, montant net et en diminution des revenus.

Projet d'ordonnance du montant des paiements et incidence sur les résultats financiers

Le 17 janvier 2018, OPG a présenté un projet d'ordonnance du montant des paiements à la CEO proposant des tarifs réglementés pour la production nucléaire de base pour chacune des années de la période allant de 2017 à 2021, y compris une proposition de nivellement des tarifs, fondée sur les constatations de la décision rendue en décembre 2017. Dans sa proposition de nivellement des tarifs, OPG tient compte des incidences à court terme et futures sur les clients et cherche à s'assurer que les tarifs réglementés pour la production nucléaire en découlant fournissent des flux de trésorerie suffisants pour maintenir la notation de crédit de première qualité de la Société et assurer l'accès à du financement abordable. Selon la direction de la CEO, le projet d'ordonnance du montant des paiements comprenait également des périodes proposées pour le recouvrement, au moyen d'avenants tarifaires pour la période intermédiaire, du montant du manque à gagner rétrospectif pour la période entre le 1^{er} juin 2017 et la date d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs réglementés en fonction des nouveaux tarifs réglementés proposés qui auraient été en vigueur au cours de cette période. En outre, le projet d'ordonnance du montant des paiements comprenait également des périodes proposées pour le recouvrement, au moyen d'avenants tarifaires des comptes d'écarts et de report, des soldes des comptes réglementaires approuvés aux fins de recouvrement dans cette demande.

Au quatrième trimestre de 2017, afin de refléter les meilleures hypothèses de la direction quant à l'incidence de la décision de la CEO, OPG a comptabilisé des revenus nets d'environ 480 millions de dollars pour la période du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2017, sur la base du projet d'ordonnance du montant des paiements. Les revenus ont été comptabilisés en augmentation des actifs réglementaires pour la période du manque à gagner du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2017, selon les nouveaux tarifs réglementés proposés, déduction faite d'un passif réglementaire comptabilisé dans le cadre de la proposition de nivellement des tarifs d'OPG. L'approbation de la CEO de l'ordonnance définitive du montant des paiements, y compris la répartition des besoins en revenus approuvés entre les tarifs réglementés pour la production nucléaire et les reports des tarifs nivelés, ne devrait pas avoir une grande incidence sur le montant du revenu net comptabilisé au quatrième trimestre de 2017 relativement à la décision de la CEO. La CEO devrait publier l'ordonnance définitive du montant des paiements et mettre en place de nouveaux tarifs réglementés au premier semestre de 2018.

Conformément à la date d'entrée en vigueur de la décision rendue en décembre 2017 par la CEO, pour la période allant du 1^{er} janvier 2017 au 31 mai 2017, OPG a continué de comptabiliser des ajouts aux comptes réglementaires existants pour les centrales nucléaires et hydroélectriques réglementées, en vertu des décisions et des ordonnances précédentes de la CEO. Ces ajouts reflétaient les écarts entre les montants réels et les montants prévus intégrés aux tarifs réglementés en vigueur avant le 1^{er} juin 2017.

En janvier 2018, OPG a déposé une requête demandant à la CEO de revoir la date d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs réglementés et de la reporter au 1^{er} janvier 2017. La requête n'a pas eu d'incidence sur les résultats financiers d'OPG pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Plan énergétique à long terme de 2017 de l'Ontario

Le 26 octobre 2017, le ministère de l'Énergie de l'Ontario a publié le Plan énergétique à long terme (« PELT ») qui énonce les plans de la Province à l'égard du développement futur du réseau d'électricité de l'Ontario. Le PELT de 2017 met l'accent sur les principes d'abordabilité, de fiabilité et de flexibilité de l'approvisionnement d'énergie propre à l'échelle de la province. Le PELT de 2017 remplace le PELT précédent qui avait été publié en 2013.

En ce qui concerne l'approvisionnement en électricité, le PELT de 2017 reconnaît que la réfection des centrales nucléaires de l'Ontario est l'option la plus économique pour une production de base, sans émissions en vue de répondre aux exigences de la Province et de réaffirmer le soutien de celle-ci à la réfection des quatre unités de la centrale Darlington et des six unités des centrales Bruce, soumises aux principes établis dans le PELT de 2013. Le PELT de 2017 tient également compte de la valeur pour les clients de la poursuite de l'exploitation de la centrale Pickering jusqu'en 2024, comme prévu. En ce qui a trait à la production d'hydroélectricité, le PELT de 2017 souligne la possibilité de continuer d'investir dans l'optimisation des centrales hydroélectriques existantes, indiquant que l'accumulation par pompage pourrait jouer un rôle important dans l'offre de services garantissant la fiabilité du réseau d'électricité.

En outre, le PELT de 2017 évoque l'incidence potentielle d'un certain nombre de technologies novatrices sur l'avenir du réseau d'électricité. Ces technologies comprennent, entre autres, l'augmentation de l'électrification du secteur des transports, l'émergence du stockage de l'énergie et l'occasion pour l'Ontario de favoriser les technologies nucléaires novatrices. OPG continue d'évaluer la meilleure stratégie pour tirer parti des possibilités d'affaires notamment dans ces domaines. Le PELT de 2017 souligne aussi l'importance du rôle continu des peuples autochtones dans la conception de plans, de projets et de lignes directrices relatifs à l'énergie en Ontario. Au cours des dernières années, OPG s'est associée à des collectivités autochtones pour le développement d'installations de production et d'autres projets communs, et continuera de chercher d'autres possibilités de dialogue avec les peuples autochtones et de chercher à obtenir leur collaboration dans l'avenir du secteur de l'électricité.

Réfection de la centrale Darlington

En octobre 2016, OPG a commencé la réfection de la première unité de la centrale Darlington, l'unité 2, dans le cadre du projet de réfection de la centrale Darlington. Le déchargement du combustible du réacteur et l'ilotage de l'unité 2, soit la séparation physique de l'unité devant être remise à neuf des trois unités en exploitation, ont été achevés au cours du premier semestre de 2017.

Le démontage des composantes du réacteur a commencé au troisième trimestre de 2017, et le retrait des tubes de liaison a été achevé en septembre 2017. Le retrait des canaux de combustible a commencé en octobre 2017. Le retrait des tubes de force qui font partie des canaux de combustible s'est terminé en mars 2018, et le retrait des tubes de calandre est en cours. Le retrait de toutes les composantes du réacteur devrait être achevé au milieu de 2018.

La plupart des projets préalables, y compris la construction d'installations, la mise à niveau d'infrastructures et les améliorations physiques en matière de sécurité, ont été réalisés et mis en service. La réalisation des installations de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts a été reportée en raison de problèmes de construction, les activités de construction ayant été suspendues pendant une partie de 2017. Les travaux de construction nécessaires à l'achèvement de la centrale ont repris au quatrième trimestre de 2017. La réalisation des installations de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts devrait être achevée au deuxième trimestre de 2019 et ne fait pas partie du chemin critique du projet de réfection de la centrale Darlington, dont le calendrier continue d'être respecté.

Le coût des installations de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts continuera de respecter les limites du budget global de 12,8 milliards de dollars pour la réfection de la centrale Darlington. Compte tenu de la réfection de

l'unité 2 et du coût de réalisation des installations de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts, le budget de 12,8 milliards de dollars pour l'ensemble du projet de réfection de la centrale Darlington continue d'être respecté.

Le 21 novembre 2017, le Bureau de la responsabilité financière de l'Ontario a publié un rapport intitulé *Évaluation des risques financiers du Plan de remise en état des centrales nucléaires*. Le rapport contient une évaluation de l'incidence des projets de réfection d'OPG et de Bruce Power sur les clients et la Province sur la base des mécanismes de recouvrement des coûts en place pour la réfection et l'exploitation ultérieure de ces centrales nucléaires. Selon les conclusions du rapport, les quatre unités de la centrale Darlington et les six unités des centrales nucléaires Bruce remises en état constituent une source de production à un coût et à des émissions faibles permettant de répondre aux besoins en électricité de base de l'Ontario.

En février 2018, le gouvernement de l'Ontario a réitéré son engagement de procéder à la réfection de la deuxième unité de la centrale Darlington, l'unité 3. Les activités de planification et d'approvisionnement d'OPG concernant le projet de réfection de l'unité 3 sont en cours conformément au calendrier du projet.

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

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

La CCSN publie un rapport de surveillance réglementaire 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. Le 8 septembre 2017, la CCSN a publié un résumé du rapport annuel de 2016, dans lequel elle attribuait aux centrales Darlington et Pickering la plus haute cote possible en matière de sûreté, soit celle de « entièrement satisfaisante ». La centrale Darlington a obtenu cette cote pour une huitième année d'affilée et la centrale Pickering, pour une deuxième année consécutive.

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

Le 2 mars 2017, la Province a annoncé la mise en œuvre du plan ontarien pour l'équité dans le secteur de l'électricité visant à réduire les frais d'électricité pour tous les clients résidentiels, les fermes, les petites entreprises et les autres clients admissibles (consommateurs déterminés) de la province en refinançant une partie des coûts du rajustement global sur une période plus longue. Le rajustement 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. La Loi pour des frais d'électricité équitables a reçu la sanction royale le 1^{er} juin 2017, et le règlement général connexe est entré en vigueur en juin 2017. La loi établit un cadre qui prévoyait la répartition, entre les consommateurs d'électricité actuels et futurs, des coûts et des avantages associés aux initiatives pour l'énergie propre du gouvernement de l'Ontario aux termes du plan. Le règlement général contient des précisions sur les éléments structurels, opérationnels et financiers requis pour mettre en œuvre le Plan ontarien pour l'équité dans le secteur de l'électricité.

En vertu de la loi, à compter du 1^{er} mai 2017, la SIERE a commencé à reporter une partie des coûts du rajustement global. La loi permet à la SIERE de transférer une partie du solde reporté à une entité de financement qui financerait le report en échange d'un droit irrévocable de recouvrer le solde et les frais de financement et autres frais connexes auprès de consommateurs déterminés dans l'avenir (participation d'investissement). La loi a nommé OPG à titre de gestionnaire des services financiers en vertu de la loi et a transféré au gestionnaire des services financiers les obligations légales, y compris la création d'une ou de plusieurs entités de financement qui peuvent acquérir une participation d'investissement auprès de la SIERE.

En novembre 2017, le conseil d'administration d'OPG a approuvé définitivement la participation d'OPG à titre de gestionnaire des services financiers en vertu de la loi selon des modalités commerciales une fois que toutes les conditions posées par le conseil d'administration en mai 2017 auront été satisfaites. Par conséquent, Fair Hydro Trust a été constituée en décembre 2017 à titre d'entité de financement visée par la loi. Le porteur de part majoritaire et bénéficiaire de la Fiducie est une filiale entièrement détenue d'OPG. La Fiducie est structurée de manière à jouir d'une réelle autonomie patrimoniale et d'une barrière fiscale d'exploitation par rapport à OPG afin de protéger les actifs et les activités de la Société.

Pour pouvoir financer l'acquisition de la participation d'investissement de la SIERE, la Fiducie devra contracter une dette de premier rang sur les marchés financiers et une dette subordonnée auprès d'OPG. L'investissement de la Fiducie permettra d'obtenir du financement et gèrera d'autres frais connexes qui, aux termes du règlement général, devront être payés par la SIERE à titre de frais de financement jusqu'en juillet 2021 et par les consommateurs déterminés par l'intermédiaire de rajustements liés à l'énergie propre qui seront imputés par les entreprises de distribution locales à compter de mai 2021, le chevauchement de trois mois visant à couvrir le décalage entre le moment de la facturation et celui du recouvrement découlant de l'instauration des rajustements liés à l'énergie propre. Les montants au titre des rajustements liés à l'énergie propre par les consommateurs déterminés seront versés à la Fiducie par l'intermédiaire de la SIERE. Les frais de financement comprennent tous les coûts de financement et de tiers autres que le remboursement du capital de la dette.

Parallèlement à chaque émission de billets de premier rang de la Fiducie, il est prévu qu'OPG fera l'acquisition des titres de créance subordonnés de la Fiducie d'un montant total n'excédant pas 49 % de l'encours de la dette totale de la Fiducie, dont une tranche de 44 % sera fournie par la Province sous forme d'injections de capitaux propres dans OPG et une tranche de 5 % par OPG. Le niveau de subordination peut varier au fil du temps, mais doit être au moins égal à 35 % de l'encours total de la dette de la Fiducie. Compte tenu du contrôle des principales activités de la Fiducie par OPG et de l'obligation de cette dernière d'absorber les pertes en détenant les titres de créance subordonnés de la Fiducie, la Société consolide les résultats financiers de la Fiducie conformément aux PCGR des États-Unis.

Le 21 décembre 2017, la Fiducie a fait l'acquisition de la première tranche de sa participation d'investissement auprès de la SIERE d'un montant d'environ 1,18 milliard de dollars. Les besoins de financement ont été comblés à hauteur de 51 %, ou 601 millions de dollars, par la Fiducie au moyen d'une facilité renouvelable adossée à des actifs de rang égal à des billets de premier rang, et à hauteur de 49 % au moyen de l'émission de titres de créance subordonnés à court terme en faveur d'OPG. La participation d'investissement a été classée à titre de créances de financement au bilan consolidé d'OPG.

L'acquisition par OPG des titres de créance subordonnés émis par la Fiducie a été financée par les sources suivantes :

- La Province a comblé 44 % des besoins de financement, ou 519 millions de dollars, au moyen de l'injection de capitaux propres dans OPG en échange d'environ 12,2 millions d'actions de catégorie A sans droit de vote à un prix de 42,46 \$ l'action. Les statuts de fusion de la Société ont été modifiés avec prise d'effet le 1^{er} décembre 2017, afin de permettre la création et l'émission d'actions de catégorie A. Se reporter à la note 14 des états financiers consolidés audités de 2017 d'OPG pour des précisions sur la nature des actions de catégorie A.
- OPG a comblé 5 % des besoins de financement, ou 60 millions de dollars.

En février 2018, la Fiducie a émis des billets de premier rang totalisant 500 millions de dollars, dont le taux d'intérêt nominal est de 3,36 % et le taux d'intérêt effectif est de 3,44 %, payables semestriellement jusqu'à leur échéance le 15 mai 2033. Le produit a été utilisé pour rembourser la majorité de l'encours du solde de la facilité renouvelable adossée à des actifs émise par la Fiducie en décembre 2017. En mars 2018, la Fiducie devrait faire l'acquisition d'une autre tranche de la participation d'investissement auprès de la SIERE qui sera financée à hauteur de 51 % par la facilité renouvelable adossée à des actifs, à hauteur de 44 % par une injection de capitaux propres de la Province et à hauteur de 5 % par OPG.

Se reporter à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement* sous *Activités de financement*, pour plus de précisions sur les arrangements de financement de la Fiducie.

Rapport de la CEO sur le traitement réglementaire des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite

Le 14 septembre 2017, la CEO a publié son rapport final sur les principes directeurs et la politique sur les mécanismes de recouvrement 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 de l'Ontario. Selon le rapport, la méthode de la comptabilité d'engagement est celle qui doit être utilisée pour déterminer les montants des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite aux fins de l'établissement des tarifs, sauf si la CEO détermine que les tarifs établis selon cette méthode ne sont pas justes et raisonnables compte tenu de la situation d'un service public en particulier. Le rapport prévoit également l'établissement d'un compte d'écart générique dans lequel seront comptabilisés les frais financiers asymétriques en faveur des consommateurs, sur les écarts entre les coûts qui sont réellement recouverts et les montants au comptant versés par le service public au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. Les frais financiers doivent être calculés au taux d'intérêt prescrit par la CEO, sur une base prospective à compter de la date de prise d'effet du nouveau compte d'écart. Pour OPG, cet écart comprendra les montants à compter du 1^{er} novembre 2014, et les frais calculés sur la partie de l'écart qui a été recouverte à même les tarifs réglementés. Aucun montant au titre de cet écart n'a été recouvert jusqu'à maintenant. Le taux d'intérêt prescrit est fixé chaque trimestre par la CEO en fonction du rendement trimestriel d'un indice d'obligations de sociétés à moyen terme.

Le rapport de la CEO de septembre 2017 et la décision de la CEO de décembre 2017 relativement à la demande de nouveaux tarifs réglementés d'OPG exigent qu'OPG continue de comptabiliser les écarts entre les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite à payer et les paiements au comptant 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 ce que la CEO décide de l'approbation et de la mise en œuvre de la reprise du recouvrement selon la méthode de la comptabilité d'engagement pour OPG. Le recouvrement futur des montants comptabilisés dans le compte sera assujéti à cette approbation. Le rapport de la CEO n'a pas eu d'incidence sur les résultats financiers d'OPG pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

La Société comptabilise le montant réservé 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 à titre d'actif réglementaire. Au 31 décembre 2017, l'actif réglementaire était de 614 millions de dollars. Conformément aux attentes précisées dans la décision de la CEO de décembre 2017, en 2018, OPG a l'intention de déposer auprès de la CEO une demande d'utilisation 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 des soldes accumulés depuis le 31 décembre 2015 dans d'autres comptes réglementaires, et l'approbation de revenir à la comptabilité d'engagement pour le recouvrement des montants des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite pour la détermination future des tarifs réglementés de base.

Déclarations de l'actionnaire et résolutions de l'actionnaire de vendre certains biens immobiliers non essentiels

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 à ces locaux situés au 700 University Avenue et au 40 Murray Street à Toronto, en Ontario. La vente, réalisée en avril 2017, a généré un gain sur la vente de 283 millions de dollars, déduction faite de l'incidence fiscale de 95 millions de dollars, comptabilisé dans le bénéfice net au deuxième trimestre de 2017. Le gain avant impôts a été comptabilisé comme un élément des autres gains à l'état des résultats consolidé dans le secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production. Par suite de la déclaration de l'actionnaire et de la résolution de l'actionnaire et comme le prescrit la *Loi de 2014 sur le Fonds Trillium* (la « loi sur le Fonds Trillium »), OPG doit transférer le produit de cette cession, diminué des déductions prescrites aux termes de cette loi, au Trésor de la Province. Le montant du produit désigné qui sera transféré au Trésor de la Province devrait se rapprocher en grande partie du gain à la vente après impôts. Le transfert devrait avoir lieu dès le premier trimestre 2018, à la suite d'un dividende spécial autorisé par le conseil d'administration d'OPG en mars 2018.

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. OPG a conclu une convention d'achat et de vente avec un acquéreur, la clôture de la vente étant prévue pour mars 2018. Un gain estimatif sur la vente, après impôts, d'environ 200 millions de dollars devrait être comptabilisé dans le résultat net au moment de la clôture de la transaction. Par suite de la déclaration de l'actionnaire et de la résolution de l'actionnaire et comme le prescrit la loi sur le Fonds Trillium, OPG doit transférer le produit de cette cession, diminué des déductions prescrites aux termes de cette loi, au Trésor de la Province. OPG s'attend à ce que le montant du produit désigné transféré au Trésor de la Province se rapproche du gain sur la vente après impôts. Conformément à la résolution de l'actionnaire, environ un tiers du site doit être transféré par l'acheteur à la Ville de Mississauga pour une utilisation à vocation de parcs, d'espaces institutionnels et d'espaces culturels.

ACTIVITÉS DE BASE, STRATÉGIE ET PERSPECTIVES

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 d'expansion 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 misant sur l'amélioration continue et une solide culture de sécurité, dans le but ultime de réduire le nombre de 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. Au cours des cinq dernières années, OPG s'est régulièrement maintenue dans le premier quartile parmi les entreprises de services publics d'électricité canadiennes comparables pour diverses mesures de la 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 :

	2017	2016
Taux d'accidents avec blessures (<i>blessures par 200 000 heures travaillées</i>)	0,48	0,56
Taux de gravité des accidents (<i>jours perdus par 200 000 heures travaillées</i>)	3,57	2,59

En 2017, le taux d'accidents avec blessures d'OPG a été meilleur qu'en 2016, et OPG a enregistré sa troisième meilleure performance de l'histoire de la Société. Dans le cas des blessures qui ont entraîné des pertes de temps de travail, le total du temps perdu en 2017 a été supérieur à celui de l'année précédente. Selon l'analyse d'OPG des événements sous-jacents compromettant la sécurité, 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 continue de mettre 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 vue d'améliorer sa performance en matière de sécurité, OPG poursuit sa campagne à l'échelle de l'entreprise intitulée « iCare Enough to Act » lancée en 2016 visant à renouveler l'engagement des employés à l'égard de leur sécurité et de leur bien-être et de ceux des autres. Les approches quant à la surveillance, à la communication et à la planification d'un environnement de travail sécuritaire sont modifiées et mises à jour pour renforcer la sécurité comme élément fondamental de la culture fondée sur des valeurs de la Société.

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. Au cours des neuf dernières années, OPG a constamment affiché un taux d'accidents avec blessures chez les entrepreneurs en construction bien meilleur que le 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. OPG a continué d'enregistrer cette performance tout en entreprenant les travaux de réfection de la centrale Darlington, l'un des plus grands projets d'infrastructure au Canada. Le nombre d'heures travaillées par les entrepreneurs en 2017 est le plus important de l'histoire d'OPG et est surtout attribuable à ce projet.

OPG continue de se concentrer sur le programme de sûreté nucléaire et d'investir dans les systèmes de sûreté nucléaire. 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 2016, les doses annuelles du public découlant des activités des centrales Darlington et Pickering se sont établies à respectivement 0,6 μSv et 1,5 μSv , soit moins de respectivement 0,1 % et 0,2 % 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 2017 ne seront pas disponibles avant le deuxième trimestre de 2018, elles ne devraient pas différer considérablement des niveaux observés pour 2016.

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 septembre 2017, la CCSN a publié un résumé de son rapport annuel de 2016 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 – Cote de sécurité de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN ») pour les centrales Darlington et Pickering*.

OPG continue d'appliquer des normes élevées en matière de sécurité publique en ce qui a trait aux voies navigables près des centrales hydroélectriques et des barrages, et continue d'investir dans la mise à niveau et la sécurité des voies navigables et des barrages. Les pratiques de la Société dans ce domaine sont régulièrement examinées par un groupe de travail indépendant composé d'experts reconnus internationalement, qui sont parvenus à la conclusion que de nombreux aspects du programme de sécurité des barrages sont les meilleurs du secteur. En 2017, OPG a poursuivi sa campagne de sécurité en faisant une série d'annonces publiques illustrant la menace que représente 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 2017 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.

L'objectif d'OPG est de maximiser la durée d'exploitation des unités de la centrale Pickering dans des conditions sécuritaires et fiables. Comme il a été annoncé en 2016 et approuvé par la Province, OPG continue de mettre en œuvre un plan visant à prolonger, de façon sécuritaire et fiable, les activités de la centrale Pickering jusqu'en 2024. En plus de constituer pour l'Ontario une source de production d'électricité propre et fiable durant les travaux de réfection des unités de production nucléaire de la centrale Darlington et des centrales nucléaires Bruce, la prolongation des activités à la centrale Pickering permettra à plus de 3 000 employés 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.

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. Le permis actuel a été délivré en présumant que la centrale serait fermée en 2020. Le 28 juin 2017, OPG a confirmé à la CCSN qu'elle avait l'intention de cesser les activités commerciales de toutes les unités de la centrale Pickering le 31 décembre 2024. Le 28 août 2017, OPG a soumis à la CCSN une demande de renouvellement de permis de 10 ans. La durée du permis demandé couvre la période de prolongation des activités commerciales prévue jusqu'à la période requise pour décharger le combustible, dénoyer et commencer à mettre la centrale en état d'arrêt sécuritaire en 2028. À l'appui de la demande de renouvellement de permis, OPG a réalisé un bilan périodique complet, une évaluation exhaustive de la conception et de l'exploitation de la centrale pour garantir un niveau de sécurité élevé tout au long de la durée d'exploitation et déterminer les améliorations raisonnables et pratiques à apporter pour accroître la sécurité. Le bilan périodique complet comprend une évaluation de l'état des composantes de la centrale afin de déterminer les travaux qui seront requis pour assurer le bon fonctionnement de la centrale. Le bilan périodique complet a permis de confirmer que la prolongation de l'exploitation commerciale des unités de la centrale Pickering continuera de constituer un risque minimal pour la santé et la sécurité des travailleurs, du public et de l'environnement. Les composantes majeures finales du bilan périodique complet ont été présentées à la CCSN en novembre 2017. À l'heure actuelle, la CCSN examine le bilan périodique complet et la demande de permis. Sur la base des éléments probants et de la documentation remis à la CCSN, OPG croit qu'elle est en bonne position pour obtenir le renouvellement de son permis à l'appui de son plan de prolongement des activités de la centrale Pickering jusqu'en 2024.

Dans le cadre du plan de prolongation des activités de la centrale Pickering, OPG a continué de réaliser les travaux techniques requis pour confirmer que la durée de vie des tubes de force, une importante composante à durée limitée de la centrale, sera suffisamment longue pour que la centrale continue d'être en service jusqu'en 2024. Au quatrième trimestre de 2017, OPG a confirmé que les évaluations techniques réalisées à ce jour permettent d'assurer avec confiance que les programmes et les modalités existantes peuvent garantir l'adaptation en place des canaux de combustible pour la période d'exploitation commerciale prolongée prévue de la centrale. Cette évaluation est conforme au dossier de sûreté présenté dans la demande de renouvellement du permis d'exploitation d'OPG pour la centrale Pickering déposé auprès de la CCSN en 2017, comme il est précisé ci-après. Compte tenu de ces facteurs, OPG a revu les hypothèses comptables sur la fin de vie de la centrale Pickering, qui est passée du 31 décembre 2020 pour toutes les unités au 31 décembre 2022 pour les unités 1 et 4 et au 31 décembre 2024 pour les unités 5 à 8, avec prise d'effet le 31 décembre 2017. OPG continue de réaliser les travaux requis pour la prolongation prévue de l'exploitation commerciale de la centrale, y compris les modifications à apporter à la centrale et les autres travaux

déterminés dans le bilan périodique complet, les initiatives relatives à la fiabilité de la centrale et les inspections des composantes de l'équipement.

La modification des hypothèses comptables sur la fin de vie de la centrale Pickering n'a pas eu d'incidence sur le bénéfice net d'OPG en 2017. Compte non tenu de l'incidence des comptes réglementaires, la modification aux hypothèses comptables sur la fin de vie devrait entraîner une diminution d'environ 77 millions de dollars de la dotation aux amortissements en 2018, y compris l'incidence de la modification connexe des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations nucléaires comptabilisées au 31 décembre 2017. Les comptes réglementaires, y compris un nouveau compte de report proposé par OPG dans une demande présentée à la CEO le 29 décembre 2017, devraient compenser la diminution de la dotation aux amortissements à compter du 1^{er} janvier 2018. Dans l'attente de l'examen de cette demande, la CEO a rendu une ordonnance le 31 janvier 2018 établissant le compte de report proposé à titre provisoire afin de permettre à OPG de commencer à comptabiliser les montants dans le compte à compter du 1^{er} janvier 2018. La décision finale de la CEO relative à la demande est attendue plus tard en 2018. Les modifications apportées à l'estimation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations nucléaires au 31 décembre 2017 sont décrites à la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques* sous *Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations*.

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 septembre 2016, OPG a accueilli une équipe d'experts de l'Agence internationale de l'énergie atomique (« AIEA ») 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. Au deuxième trimestre de 2017, l'équipe d'experts de l'AIEA a publié le rapport final et confirmé que la centrale Pickering est fermement engagée envers la sécurité. En décembre 2017, OPG a participé à une évaluation par rapport aux pairs de la centrale Pickering qui a été conduite par l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires (« WANO »), qui mettait l'accent sur l'exploitation sécuritaire et fiable de la centrale et sur l'évaluation de l'état du matériel de la centrale et des zones fonctionnelles et interfonctionnelles de la centrale. Selon les résultats de l'évaluation, la cote de la centrale Pickering demeure solide et s'est considérablement améliorée depuis la dernière évaluation, de sorte que cette évaluation par rapport aux pairs de la WANO est la meilleure à ce jour.

OPG continue de s'efforcer d'améliorer la fiabilité et d'accroître la production d'électricité de ses actifs nucléaires, notamment en rehaussant la fiabilité de l'équipement, en optimisant les interruptions, en planifiant la gestion intégrée des actifs et en améliorant les programmes d'entretien. Une meilleure fiabilité de l'équipement contribue généralement à réduire les interruptions. 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.

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 sur sa durée de vie restante, 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. OPG continue également de faire les investissements nécessaires dans la centrale Darlington pour maintenir des activités sécuritaires et fiables au cours des trois prochaines décennies, dans le but de positionner la centrale pour qu'elle enregistre à plus long terme une des meilleures performances de l'industrie en matière d'exploitation et de coûts. Elle investit entre autres dans des initiatives de gestion du cycle de vie et du vieillissement des installations et des travaux à l'appui des engagements réglementaires.

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 et la prise en compte de l'environnement d'exploitation des centrales nucléaires 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, tout en s'assurant de ne jamais compromettre la sécurité et la fiabilité.

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 du 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 ont été soumises à la CCSN dans le cadre d'audiences publiques en avril 2017. Le 30 mai 2017, la CCSN a annoncé que le permis de l'installation de gestion des déchets Western était renouvelé pour une période de dix ans et que la période de validité s'étend jusqu'au 31 mai 2027. Le 7 février 2018, la CCSN a annoncé que le permis de l'installation de gestion des déchets Pickering était renouvelé pour une période de dix ans jusqu'au 31 mai 2028.

En 2017, la CCSN a approuvé la publication du document d'application de la réglementation intitulé *REGDOC-2.2.4, Aptitude au travail, tome 2 : Gérer la consommation d'alcool et de drogues* qui doit être utilisé dans les centrales nucléaires canadiennes. Le document contient les exigences en matière de gestion de l'aptitude au travail des travailleurs en ce qui a trait à la consommation d'alcool et de drogues dans les sites à sécurité élevée, y compris les tests de dépistage (motifs raisonnables) d'alcool et de drogues auxquels les personnes occupant des postes jugés essentiels sur le plan de la sûreté et importants sur le plan de la sûreté devront se soumettre, et les tests aléatoires de dépistage d'alcool et de drogues que devront passer les travailleurs qui assument des postes essentiels sur le plan de la sûreté. OPG a l'intention d'améliorer son programme existant d'aptitude au travail pour se conformer à ces nouvelles exigences. OPG, en collaboration avec ses partenaires de l'industrie nucléaire canadienne, élabore un programme adapté au Canada et à ses travailleurs.

En vertu de la *Loi sur la protection civile et la gestion des situations d'urgence*, un organisme provincial, le Bureau du commissaire des incendies et de la gestion des situations d'urgence, est tenu de mettre à jour périodiquement le Plan provincial d'intervention en cas d'urgence nucléaire (« PPIUN »). En 2016, la CCSN a demandé au Bureau du commissaire des incendies et de la gestion des situations d'urgence de tenir compte d'incidents plus graves dans la mise à jour du PPIUN. En décembre 2017, la Province a approuvé le plan directeur du PPIUN mis à jour. Les modifications comprennent une nouvelle zone de planification d'urgence de 20 km autour des centrales nucléaires Pickering et Darlington, de manière à améliorer les mesures de protection pour le public. L'élaboration d'un plan de mise en œuvre pour la centrale Pickering est en cours, et le plan devrait être approuvé par la Province au milieu de 2018. Un plan de mise en œuvre pour la centrale Darlington devrait être élaboré une fois que la mise en œuvre à la centrale Pickering est achevée. Le PPIUN mis à jour ne devrait pas avoir d'incidence importante sur OPG.

Activités hydroélectriques

Les objectifs des activités hydroélectriques d'OPG comprennent notamment l'exploitation et l'entretien des actifs de production de manière sécuritaire, efficace et rentable, ainsi que l'accroissement de la production des centrales et la réalisation du potentiel d'accroissement de la capacité des actifs. OPG tente d'accroître la production des centrales en améliorant la souplesse opérationnelle, en rehaussant la fiabilité, en optimisant, sous réserve des conditions hydrologiques, la planification des interruptions et en augmentant la disponibilité pour répondre à la demande du réseau d'électricité. OPG continue d'évaluer et de mettre en œuvre des plans pour accroître la capacité, maintenir et améliorer le niveau de performance opérationnelle et prolonger la durée de vie de ses actifs de production hydroélectrique.

Les activités hydroélectriques d'OPG sont régulièrement comparées à celles d'autres services publics en Amérique du Nord. Selon les données de 2016, 19 des 25 grandes centrales hydroélectriques réglementées se comparaient à celles qui se situent dans les deux premiers quartiles en matière de coûts énergétiques des unités. Ce groupe de

19 centrales génère 94 % de l'énergie produite par les centrales hydroélectriques réglementées. Parallèlement, 18 des 25 grandes centrales hydroélectriques réglementées se comparaient à celles qui se situent dans les deux premiers quartiles en matière de disponibilité hydroélectrique, d'après les données de 2016. OPG continue de promouvoir l'innovation et l'amélioration des technologies dans ses stratégies de gestion des actifs et d'entretien de l'équipement pour accroître la fiabilité et réduire les coûts des actifs hydroélectriques.

Dans le cadre de la stratégie continue d'OPG visant à réduire les coûts et à accroître l'efficacité opérationnelle, les activités des actifs hydroélectriques et thermiques de la Société ont été combinées antérieurement en une seule et même organisation qui compte cinq groupes d'activités régionaux. En 2017, OPG a réduit le nombre de groupes d'activités régionaux pour le ramener à quatre, en intégrant les centres d'activités centrales aux trois autres groupes. De plus, au troisième trimestre de 2017, OPG a ouvert une salle de commande centralisée située à la centrale hydroélectrique R.H. Saunders, qui regroupe les salles de commande des centrales Chenaux et Saunders. C'est dans la salle de commande centralisée que seront contrôlées toutes les activités opérationnelles des dix centrales hydroélectriques qui se trouvent le long des rivières Madawaska et des Outaouais et du fleuve Saint-Laurent.

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 réfection 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 également des possibilités d'agrandir ou de réaménager ses centrales hydroélectriques, dans la mesure où c'est faisable et économiquement réalisable. Au cours des quatre prochaines années, OPG a l'intention d'accroître d'environ 100 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 Ranney Falls et le projet de conversion de fréquence de la centrale Sir Adam Beck I. OPG planifie aussi de réparer, de rénover ou de remplacer un certain nombre de structures hydroélectriques civiles vieillissantes. Le projet de centrale Ranney Falls est analysé sous *Excellence des projets – Centrale hydroélectrique Ranney Falls*.

Dans le cadre de son engagement envers l'excellence opérationnelle, OPG continue d'investir dans ses centrales hydroélectriques existantes. Au cours de 2017, OPG a continué de mettre en œuvre bon nombre de projets, y compris :

- Achèvement de la réparation et de la mise à niveau de l'unité 10 de la centrale hydroélectrique Sir Adam Beck 1, ce qui a permis d'augmenter la capacité de la centrale de 6 MW.
- Poursuite des travaux de réparation et de réfection de l'unité 1 de la centrale Sir Adam Beck à réserve pompée pour garantir l'exploitation fiable de l'unité pendant environ les 20 prochaines années. Les travaux se sont terminés en mars 2018.
- Achèvement du remplacement du barrage de retenue du lac Shebandowan à la centrale Kakabeka Falls, pour maintenir l'intégrité structurelle et améliorer la sécurité du barrage pendant encore 100 ans.
- Poursuite des travaux de réparation et de mise à niveau de l'unité 1 de la centrale Harmon, qui ont été achevés en février 2018.
- Poursuite des travaux de réparation et de mise à niveau de l'unité 2 de la centrale DeCew Falls, y compris la réfection de la turbine et du générateur et la mise à niveau des systèmes de protection et de contrôle pendant l'année, et début des travaux de réparation et de mise à niveau de l'unité 2 de la centrale Little Long au quatrième trimestre de 2017.
- Poursuite des travaux de réparation et de réfection de l'unité 2 de la centrale Lower Notch, y compris l'achèvement de la réfection du générateur au cours de l'année et le début des travaux de réparation et de réfection de l'unité 6 de la centrale Sir Adam Beck à réserve pompée au quatrième trimestre de 2017.
- Début des activités de la phase de définition du projet de système d'adduction d'eau visant la rénovation du canal de la centrale Sir Adam Beck 1 et des structures connexes, pour assurer que les activités continuent d'être sécuritaires et fiables pendant environ les 50 prochaines années.

En 2018, OPG a l'intention de commencer à réaliser plusieurs projets de maintien importants à l'échelle des actifs hydroélectriques, y compris la réparation et la mise à niveau de l'unité 5 de la centrale Sir Adam Beck 1, la réfection du barrage de régulation n° 2 de la centrale Caribou Falls et le remplacement du système de vannes à glissière automatiques à la centrale Whitedog Falls. Les activités de la phase de définition de plusieurs autres projets importants devraient également commencer en 2018, notamment la conversion de fréquence des unités 1 et 2 de la centrale Sir Adam Beck 1 et la réparation et la mise à niveau des unités de la centrale R.H. Saunders.

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, conformément aux besoins d'approvisionnement en énergie, 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 se poursuivra pour assurer à l'Ontario une production de pointe de plus de 2 000 MW.

Les unités alimentées à la biomasse d'OPG se classent au premier rang mondial au chapitre de l'innovation. La centrale Atikokan est la plus grande centrale en Amérique du Nord à être alimentée entièrement à la biomasse, tandis que l'unité de la centrale Thunder Bay utilise la biomasse avancée qui subit un traitement thermique pour lui permettre d'être stockée à l'extérieur et d'être exposée aux variations climatiques.

Les anciennes 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 et en 2016, OPG a annoncé que ces centrales seraient démantelées de manière sécuritaire et respectueuse de l'environnement. Les coûts de démantèlement de la centrale sont imputés à une provision de démantèlement préalablement établie.

En 2017, OPG a presque terminé la démolition de l'équipement et des structures du parc à charbon et attribué un contrat pour la démolition de la centrale électrique Nanticoke et des structures connexes. Au quatrième trimestre de 2017, les services de l'entrepreneur en démolition ont été retenus pour qu'il prépare l'enlèvement de la centrale électrique et des structures connexes et l'entrepreneur a commencé les travaux préparatoires de démolition des cheminées. La démolition des cheminées a eu lieu en février 2018. Un processus d'appel d'offres concurrentiel pour la démolition de la centrale Lambton est en cours, et un contrat pour l'enlèvement de la centrale électrique et des structures connexes devrait être attribué en 2018. Le plan de démantèlement de la centrale Nanticoke tient compte de la construction et de l'exploitation de la centrale solaire Nanticoke. Une analyse de la centrale solaire Nanticoke est présentée sous *Excellence des projets – Centrale solaire Nanticoke*.

Une mise à jour des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations des sites des centrales Nanticoke et Lambton devrait être finalisée. Pour en savoir plus sur la réévaluation du passif lié à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires pour les centrales thermiques au 31 décembre 2017, voir la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques* sous *Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations*.

Performance environnementale

OPG s'engage à respecter ses obligations de conformité, y compris tous les engagements environnementaux qu'elle prend, dans le but de surpasser ces obligations de conformité s'il convient de le faire sur le plan des affaires. En vertu de sa politique environnementale, OPG s'engage à :

- maintenir un système de gestion environnementale certifié ISO 14001;
- travailler pour prévenir ou atténuer les répercussions néfastes sur l'environnement dans un but à long terme d'amélioration continue;
- s'efforcer d'être un chef de file de l'atténuation du changement climatique;
- 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 2017, 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 radiologiques, la production de déchets radioactifs de faible et de moyenne activité, le remplacement de combustibles fossiles, l'amélioration et la perturbation de l'habitat faunique, 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 *Environnement*.

Les objectifs en matière de performance environnementale font partie du processus de planification commerciale annuelle. Ces objectifs reposent sur la performance passée et sur des analyses comparatives externes visant à promouvoir l'amélioration continue. OPG a atteint ou dépassé les objectifs qu'elle s'était fixés en 2017 pour ce qui est des déversements, des infractions environnementales, des émissions de carbone 14 et de la production de déchets radioactifs de faible et de moyenne activité. Les objectifs en matière d'émissions de tritium dans l'air et dans l'eau n'ont pas été atteints en raison de problèmes de performance de l'équipement; toutefois, les émissions se sont maintenues en deçà de 1 % de la limite réglementaire. Aucun événement environnemental important n'est survenu en 2017.

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 d'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. OPG a élaboré un programme interne pour respecter ses obligations de conformité en matière d'émissions de GES. Compte tenu du faible taux d'émission de GES des activités d'OPG, ces obligations ne devraient pas avoir d'incidence financière défavorable importante sur la Société.

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 activités 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, y compris l'innovation nucléaire et le stockage d'énergie, et d'occuper un rôle de chef de file dans l'électrification du secteur du transport de l'Ontario.

OPG a élaboré des plans de gestion de la biodiversité qui répertorient les zones naturelles prioritaires, les objectifs de conservation, les menaces et les mesures proposées pour soutenir la biodiversité dans les sites d'exploitation de la Société. Pour maximiser les avantages et gérer les incidences, la surveillance de la biodiversité, la naturalisation du site, la création d'habitats et le contrôle des espèces envahissantes sont quelques-unes des initiatives mises de l'avant.

OPG travaille avec des partenaires communautaires afin de soutenir la biodiversité et les écosystèmes en Ontario. En 2017, OPG a poursuivi ses activités 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. En novembre 2017, le programme

de biodiversité d'OPG lui a permis d'obtenir le prix Électricité durable 2017 de l'Association canadienne de l'électricité pour l'Engagement envers l'amélioration continue du rendement.

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 (« MEACC »), Environnement et Changement climatique Canada, la CCSN et les collectivités. Pour des détails sur la performance environnementale d'OPG et ses activités pour mettre en œuvre sa politique environnementale, consulter le rapport 2016 sur le développement durable et la politique environnementale (en anglais seulement) de la Société 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 générer des gains d'efficacité durables et à améliorer la productivité de ses unités fonctionnelles en exploitation 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. S'appuyant sur les gains d'efficacité considérables réalisés depuis 2011 grâce à un modèle organisationnel centralisé plus évolutif, ces activités comprennent la rationalisation des processus, la simplification de la gouvernance, la mise à niveau de la technologie, l'optimisation des modèles de prestation des services et le maintien des mesures d'attrition afin que les objectifs en matière de ressources humaines s'harmonisent avec les besoins de l'entreprise. Des stratégies 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. Ces stratégies sont appuyées par nos activités continues de promotion d'une culture axée sur les résultats qui renforce la rentabilité, l'efficacité et l'agilité organisationnelle dans le cadre de la prise de décisions d'affaires.

OPG met en œuvre un processus d'évaluation, à l'échelle de l'entreprise, de l'incidence de la fermeture éventuelle de la centrale Pickering sur la structure de coûts d'exploitation de la Société. Dans le cadre de cette initiative pluriannuelle, désignée sous le nom d'OPG25, un ensemble de plans coordonnés et d'objectifs sont identifiés et mis en œuvre pour optimiser le modèle d'exploitation, les stratégies d'affaires et la structure organisationnelle à long terme de la Société jusqu'à la fin prévue de l'exploitation commerciale de la centrale Pickering en 2024. L'objectif global de l'initiative est de garantir la rentabilité soutenue des activités de la Société après la fermeture éventuelle de la centrale Pickering et d'atténuer l'incidence des coûts associés à la fermeture. Grâce à ces travaux et à la priorité accordée à l'amélioration de la productivité, OPG prévoit accroître la valeur pour les clients et optimiser les répercussions des demandes de tarifs réglementés à venir aux termes du cadre de réglementation incitative de la CEO.

En 2017, OPG a élaboré une stratégie visant à accélérer la transformation au numérique à l'échelle de l'entreprise. En vertu de sa stratégie, OPG concentre ses investissements dans la modernisation de l'infrastructure de technologie de l'information, l'accroissement de la mobilité, la connectivité et la productivité sur les sites et dans les bureaux, l'amélioration de la fiabilité de l'équipement et de la performance des centrales grâce à la gestion et à l'analyse de données. L'objectif de la stratégie est d'accroître l'efficacité opérationnelle, de réduire les coûts d'exploitation et d'optimiser les retombées des initiatives à l'appui d'OPG25.

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 une 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 essentiels. 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 réfection de la centrale Darlington. Ces stratégies sont conçues pour prendre en compte l'évolution des besoins prévus en main-d'œuvre au moins jusqu'à la fin de la période prévue d'exploitation commerciale de la centrale Pickering, et jusqu'à la période prévue pour décharger le combustible, dénoyer et mettre la centrale en état d'arrêt sécuritaire après la fermeture. La fin de l'exploitation commerciale de la centrale Pickering devrait entraîner une réduction importante de la main-d'œuvre d'OPG.

Dans le cadre de la stratégie visant le perfectionnement et la fidélisation de ses employés, et le développement du leadership à l'appui du succès à long terme de la Société, OPG a un programme actif de planification de la relève axé sur l'accélération du perfectionnement, notamment un programme de développement du potentiel de leadership dans l'ensemble de la Société à l'intention des employés admissibles. Ce programme interfonctionnel de 14 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. 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.

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 de scolarité 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 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 vise à permettre 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. Le programme de rémunération des cadres d'OPG n'a pas été touché par les deux règlements modifiant le *Règlement de l'Ontario 304/16* publiés en 2017, étant donné que le programme continue d'être assujéti aux exigences de ce règlement.

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 matière de planification et d'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 2017 est présenté ci-dessous.

Projet (en millions de dollars)	Dépenses en immobilisations Depuis le début de l'exercice	Cumulatives	Budget approuvé	Date de mise en service prévue	État d'avancement
Réfection de la centrale Darlington	1 249	4 434	12 800 ¹	Première unité – 2020 Dernière unité – 2026	Tous les tubes de liaison de l'unité 2 ont été retirés de façon sécuritaire au quatrième trimestre de 2017 et l'enlèvement des canaux de combustible est en cours. Les travaux de construction des installations de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts ont repris au quatrième trimestre de 2017. Les activités de planification et d'approvisionnement pour la réfection de l'unité 3 se poursuivent. Le budget et le calendrier du projet sont respectés.
Centrale hydroélectrique Peter Sutherland Sr.	41	277	300	2017	La centrale a été mise en service le 31 mars 2017, avant la date prévue initialement et en deçà du budget approuvé. Les activités de fermeture du projet sont en cours.
Réfection du réservoir de la centrale Sir Adam Beck à réserve pompée	3	49	58	2017	La réfection est achevée et le réservoir a été remis en service en février 2017, avant la date prévue initialement et en deçà du budget approuvé.
Centrale hydroélectrique Ranney Falls	25	28	77	2019	L'excavation est achevée et les travaux de construction se poursuivent dans le canal d'admission élargi, la centrale électrique et l'évacuateur. La pose du béton de la nouvelle structure intégrée de la centrale électrique et de l'évacuation est en cours. Le budget et le calendrier du projet sont respectés.
Centrale solaire Nanticoke	2	3	107	2019	D'importants contrats pour l'équipement et les services de construction et d'ingénierie ont été signés, et les travaux de préparation du site devraient commencer en mars 2018.
Dépôt géologique en profondeur pour la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité	9 ²	204 ²			Le 21 août 2017, la ministre fédérale de l'Environnement et du Changement climatique a demandé d'autres renseignements sur l'évaluation environnementale (« EE ») du projet. OPG prépare une réponse à cette demande d'information.

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

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

Réfection de la centrale Darlington

Les unités de la centrale Darlington approchent de leur fin de vie initialement prévue. La réfection des quatre unités devrait permettre de prolonger la durée de vie de la centrale Darlington d'environ 30 ans. Le budget approuvé pour la réfection des quatre unités est de 12,8 milliards de dollars et comprend les coûts des projets préalables requis pour la phase d'exécution de la réfection. La première unité refaite devrait être remise en service au premier trimestre de 2020, et la dernière unité devrait être achevée d'ici 2026.

Le projet de réfection de la centrale Darlington est un programme multiphase qui se compose des cinq grands sous-projets suivants :

- Travaux de retubage et de remplacement des tubes de liaison : travaux d'enlèvement et de remplacement des tubes de liaison et des canaux de combustible 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 réfection 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 2016, le projet de réfection de la centrale Darlington est passé de la phase de planification à la phase d'exécution, OPG ayant commencé la réfection 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 a été effectué en janvier 2017, et le combustible de 480 canaux de combustible a été déchargé. L'ilotage de l'unité 2, soit la séparation physique de l'unité devant être refaite des trois unités en exploitation, a été achevé en avril 2017, de sorte que le premier volet important du projet est terminé.

Le deuxième volet important comprend les travaux préparatoires en prévision du retrait des tubes de liaison et des canaux de combustible, et sera suivi de l'enlèvement des composantes du réacteur. Les travaux préparatoires ont été réalisés au deuxième trimestre de 2017. La plateforme d'outils de remplacement des tubes de force, qui héberge les outils pour les activités d'enlèvement, d'inspection et d'installation, et le réglage des outils et de l'équipement spécialisés requis pour l'enlèvement et le remplacement des composantes du réacteur ont été réalisés au troisième trimestre de 2017. Le démontage des composantes du réacteur a commencé en août 2017, et l'enlèvement de l'ensemble des 960 tubes de liaison a été réalisé de façon sécuritaire en septembre 2017. Le retrait des canaux de combustible a commencé en octobre 2017. Le retrait des tubes de force qui font partie des canaux de combustible s'est terminé en mars 2018, et le retrait des tubes de calandre est en cours. Le retrait de toutes les composantes du réacteur devrait être achevé au milieu de 2018. Les projets clés du deuxième volet important réalisés à ce jour en 2018 comprennent l'inspection du côté primaire du générateur à vapeur et l'installation des orifices d'accès du générateur à vapeur aux fins des inspections futures. Parmi les autres activités de projet importantes menées dans le cadre du deuxième volet, mentionnons la poursuite de l'entretien majeur de la turbogénératrice et des principaux travaux d'électricité. OPG continue de réaliser les travaux pour se conformer aux exigences contenues dans le plan de mise en œuvre intégré approuvé par la CCSN pour la centrale.

La plupart des projets préalables, y compris la construction d'installations, la mise à niveau d'infrastructures et les améliorations physiques en matière de sécurité, ont été réalisés et mis en service, notamment les 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, mis en service en avril 2017, et le bâtiment de traitement des déchets générés par le remplacement des tubes de force réalisé en novembre 2017. La réalisation des installations de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts a été reportée en raison de problèmes de construction. OPG a

mis le projet en veilleuse au deuxième trimestre de 2017 pour déterminer la meilleure approche d'optimisation des coûts, d'élaboration du calendrier et de réalisation du projet. Les travaux de construction nécessaires à l'achèvement de la centrale ont repris au quatrième trimestre de 2017. La réalisation des installations de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts devrait être achevée au deuxième trimestre de 2019 et ne fait pas partie du chemin critique du projet de réfection de la centrale Darlington, dont le calendrier continue d'être respecté. Le coût des installations de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts continuera de respecter les limites du budget global de 12,8 milliards de dollars pour la réfection de la centrale Darlington. Compte tenu de la réfection de l'unité 2 et du coût de réalisation des installations de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts, le budget de 12,8 milliards de dollars pour l'ensemble du projet de réfection de la centrale Darlington continue d'être respecté.

En plus de mener à bien les activités de réfection de l'unité 2, OPG poursuit la planification des activités de réfection 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 2017, OPG avait investi 93 millions de dollars dans les activités de planification de la réfection de l'unité 3. Ces activités sont réalisées conformément au calendrier du projet de réfection. En février 2018, le gouvernement de l'Ontario a confirmé son engagement à aller de l'avant avec la réfection de l'unité 3.

Centrale hydroélectrique Peter Sutherland Sr.

En mars 2017, la phase d'essai et de mise en service finale de la turbine et de la génératrice du projet de construction des deux unités de la centrale hydroélectrique Peter Sutherland Sr. de 28 MW a été réalisée avec succès, et les deux unités ont été considérées comme quasi achevées. Le 31 mars 2017, le MEACC a accordé le permis d'approvisionnement en eau pour les activités de la centrale pour lui permettre d'exercer des activités commerciales. La centrale a été mise en service avant 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 de conditions météorologiques favorables. Il est prévu que le projet sera réalisé en deçà du budget approuvé de 300 millions de dollars. Les activités de fermeture du projet sont en cours. OPG a commencé à recevoir les revenus tirés de la production liée par contrat en vertu d'une CAE hydroélectrique après que la SIERE a confirmé que les activités commerciales de la centrale pouvaient commencer en date du 31 mars 2017. La centrale hydroélectrique Peter Sutherland Sr. est incluse dans le secteur Portefeuille de production liée par contrat.

La centrale a été construite par l'entremise de PSS, société en commandite fondée par OPG, et CRP, filiale en propriété exclusive de la Nation Taykwa Tagamou. En avril 2017, CRP a exercé son droit en vertu de la convention de société en commandite d'accroître sa participation dans PSS pour la faire passer à 33 %.

Réfection du réservoir de la centrale Sir Adam Beck à réserve pompée

Les travaux de réfection 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 réfection 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. La centrale hydroélectrique Sir Adam Beck à réserve pompée est incluse dans le secteur Production hydroélectrique réglementée.

Centrale hydroélectrique Ranney Falls

En 2017, OPG a commencé les travaux de construction d'une centrale électrique d'une seule unité de 10 MW sur le site existant de la centrale Ranney Falls. La nouvelle unité remplacera une unité qui était en fin de vie en 2014. La structure existante du canal d'admission a été démolie et la nouvelle structure de béton a été construite. L'excavation est achevée et les travaux de construction se poursuivent dans le canal d'admission élargi, la centrale électrique et l'évacuateur. La pose du béton de la nouvelle structure intégrée de la centrale électrique et de l'évacuation est en cours. La mise en service est prévue au quatrième trimestre de 2019 et le budget du projet est de 77 millions de dollars. Le budget et le calendrier du projet sont respectés. La centrale Ranney Falls est incluse dans le secteur Production hydroélectrique réglementée.

Centrale solaire Nanticoke

La construction d'une centrale solaire de 44 MW sur le site et les terrains adjacents de la centrale Nanticoke d'OPG, dans le cadre d'un contrat d'approvisionnement de grands projets d'énergie renouvelable conclu avec la SIERE par l'intermédiaire de Nanticoke Solar LP, société en commandite formée par OPG et une filiale de Six Nations of the Grand River Development Corporation, commencera en mars 2018 par la préparation du site. En 2017, la société en commandite a continué de tenter d'obtenir les approbations et les permis requis pour pouvoir commencer la construction. Des contrats importants pour l'équipement et les services de construction et d'ingénierie ont été signés au premier trimestre de 2018. La centrale devrait être achevée au premier trimestre de 2019, et le budget se chiffre à 107 millions de dollars.

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 la Western Waste Management Facility à Kincardine, en Ontario.

Pour que la CCSN puisse rendre une décision au sujet du permis pour le projet proposé, une EE doit être réalisée. Les incidences environnementales du dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité proposé ont été examinées par la CCSN et les membres de la Commission d'examen conjointe nommés par l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (« ACEE ») aux fins de conformité aux exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et aux lignes directrices pour la préparation d'une étude d'impact environnemental propre au projet. La Commission d'examen conjointe a déposé son rapport sur l'EE auprès de la ministre fédérale de l'Environnement en mai 2015, rapport qui concluait que, compte tenu des mesures d'atténuation prises, il était peu probable que le projet ait une incidence importante sur l'environnement et recommandait que la ministre approuve l'EE. En décembre 2016, à la demande de la ministre fédérale de l'Environnement et du Changement climatique, OPG a fourni d'autres renseignements sur certains aspects de l'EE, y compris des renseignements additionnels sur d'autres emplacements possibles pour le projet. Après l'examen de la demande d'OPG et une période de consultation publique, l'ACEE a demandé des informations additionnelles qu'OPG lui a fournies par la suite en mai 2017. En juin 2017, l'ACEE a avisé OPG qu'elle disposait d'informations suffisantes et appropriées pour passer à la prochaine étape du processus d'EE et a annoncé la préparation d'un rapport préliminaire et la mise à jour des conditions aux fins d'examen public.

En août 2017, la ministre fédérale de l'Environnement et du Changement climatique a demandé à OPG de mettre à jour son analyse des incidences cumulatives potentielles du projet sur l'héritage physique et culturel de la Nation Ojibway Saugeen, y compris la description des incidences potentielles du projet sur le lien spirituel et culturel de la Nation avec la terre, compte tenu des résultats du processus communautaire de la Nation Ojibway Saugeen. OPG réitère son engagement envers la Nation Ojibway Saugeen afin d'obtenir son soutien au projet et de préparer une réponse à la demande de renseignements.

Le projet de dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité à la Western Waste Management Facility demeure la solution privilégiée par OPG pour la gestion sécuritaire à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité. 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.

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 quatre 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 autres possibilités d'affaires, et les obligations à long terme
- Rechercher des possibilités d'expansion des activités de base existantes et tirer parti de nouvelles voies de croissance
- Gérer les risques qui sont décrits à la rubrique *Gestion des risques*

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

Conformément à son mandat commercial, OPG s'applique à accroître les revenus et le résultat net 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 en tentant de réaliser des gains d'efficacité additionnels dans la structure de coûts de la Société.

En ce qui concerne les activités réglementées, l'atteinte des objectifs susmentionnés dépend grandement des résultats des demandes de tarifs réglementés déposées auprès de la CEO et de la croissance des actifs productifs de rendement aux termes des tarifs réglementés.

OPG s'est appliquée à démontrer clairement dans ses demandes de tarifs réglementés que les coûts requis pour investir dans les actifs réglementés de la Société 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. Bien que la CEO, dans sa décision de décembre 2017, ait statué que les coûts admissibles à la détermination des nouveaux tarifs réglementés devaient être inférieurs aux niveaux prévus requis par OPG dans sa demande, la décision entraînera une augmentation considérable des revenus et du résultat net par rapport à ceux générés par les tarifs réglementés actuels. Les tarifs réglementés existants pour la production nucléaire de base approuvés précédemment ont été fixés en 2014 pour permettre à la Société de recouvrer les coûts de la production nucléaire approuvés au moyen d'une hausse du volume de production nucléaire, d'après le profil d'interruptions de 2014 et de 2015 qui ne comprend pas une interruption pour réfection de la centrale Darlington.

La décision de la CEO de réduire le recouvrement des coûts prévus par OPG, y compris au moyen de facteurs de productivité supplémentaire aux termes du cadre de réglementation incitative, aura une incidence défavorable sur la capacité d'OPG de dégager un rendement approprié sur l'investissement de l'actionnaire dans les actifs réglementés. Pour accroître la vigueur financière des activités réglementées, OPG continuera de mettre l'accent sur l'optimisation de la performance opérationnelle et la planification des interruptions à l'échelle des actifs de production et d'améliorer davantage l'efficacité de la structure de coûts et du modèle d'exploitation de la Société. Les activités de réduction de coûts et les stratégies d'amélioration de la productivité d'OPG sont analysées à la rubrique *Activités de base, stratégie et perspectives* sous *Excellence opérationnelle – Accroître l'efficacité et réduire les coûts*.

OPG continue d'investir dans les actifs réglementés, les dépenses d'investissement les plus importantes ayant été engagées dans le projet de réfection de la centrale Darlington. Dans sa décision de décembre 2017, la CEO a autorisé la prise en compte de mises en service d'immobilisations du projet de réfection de la centrale Darlington d'un

montant de 5,5 milliards de dollars dans les nouveaux tarifs réglementés, à l'exclusion des installations de stockage de l'eau lourde et de manutention des fûts. Une fois en service, ces actifs généreront le rendement des capitaux propres prescrit par la CEO d'environ 8,8 % à même les tarifs réglementés pour la période de 2017 à 2021, sur la base de la structure du capital présumée approuvée de 45 % de capitaux propres et 55 % de dettes. Le coût moyen du capital approuvé par la CEO de la dette présumée pour la période de 2017 à 2021 est d'environ 4,6 %. OPG continue également de mettre en œuvre un programme exhaustif de dépenses en immobilisations à l'échelle des activités hydroélectriques réglementées, y compris l'expansion, le réaménagement et la prolongation de la durée de vie des centrales, si cela s'avère rentable. La durée de vie de ces actifs d'énergie renouvelable est longue et, grâce aux activités de maintenance ou de reconstruction, ces actifs continueront de fournir de l'électricité dans un avenir prévisible. La décision de décembre 2017 de la CEO à l'égard de la demande de nouveaux tarifs réglementés d'OPG est analysée à la rubrique *Faits saillants* sous *Faits nouveaux – Décision de la CEO relative à la demande de nouveaux tarifs réglementés d'OPG*.

Pour les actifs de production qui ne font pas partie des actifs à tarifs réglementés, OPG avait comme stratégie de conclure des ententes génératrices de revenus adéquates à long terme. Conformément à cette stratégie, la quasi-totalité des installations en exploitation non réglementées et des actifs en construction d'OPG sont visés par des CAE à long terme avec la SIERE ou d'autres contrats à long terme. Notamment, la centrale Peter Sutherland Sr., qui a été mise en service et a commencé à recevoir les revenus tirés de la production liée par contrat en vertu d'une CAE hydroélectrique en date du 31 mars 2017. La CAE de la centrale Peter Sutherland Sr. vient à échéance en 2067.

La structure du capital d'OPG reflète actuellement un niveau d'endettement moins élevé que celui de la structure du capital présumée maintenue par suite de la décision de la CEO de décembre 2017 sur les nouveaux tarifs réglementés. OPG continue d'évaluer 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 provenant de l'exploitation, le papier commercial, la titrisation d'actifs, les lettres de crédit, les facilités de crédit, les titres d'emprunt à long terme fournis par la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO »), les premiers appels publics à l'épargne, les facilités de crédit fournies par la SFIEO, le financement de projets par des placements privés et l'émission d'actions. 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 2017, 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 2017, 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.

La Société continue d'évaluer les arrangements qui répondraient à ses besoins de financement, à ses programmes de dépenses en immobilisations et à l'acquisition de titres d'emprunt subordonnés émis par Fair Hydro Trust. La situation de trésorerie et les sources de financement d'OPG sont décrites en détail à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement*.

Bâtir notre entreprise

En tirant parti des possibilités commerciales de développement de l'entreprise, OPG cherche à devenir un chef de file de la transition vers un avenir sobre en carbone en Amérique du Nord, tout en maintenant et en accroissant la taille de la Société et en lui permettant de rester à la tête du secteur de l'énergie. Cette stratégie prend en compte la situation financière de la Société et les changements futurs dans les actifs de production, y compris la fin éventuelle des activités commerciales de la centrale Pickering. La stratégie tient compte également des facteurs externes sectoriels, technologiques, environnementaux, sociaux et économiques. Les possibilités sont évaluées à l'aide d'analyses financières et d'analyses fondées sur les risques, et de considérations stratégiques.

À l'heure actuelle, la stratégie d'OPG mise surtout sur le renouvellement et l'expansion du portefeuille de centrales 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 aussi activement 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, notamment la production sélective à partir de l'énergie solaire, l'innovation nucléaire, le stockage d'énergie, la production décentralisée et l'infrastructure pour les véhicules électriques. De plus, OPG continue d'évaluer d'autres voies pour accroître ses activités au moyen de 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.

Acceptation sociale

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. 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. 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, comme la construction de la centrale Peter Sutherland Sr. en partenariat avec la Nation Taykwa Tagamou et l'aménagement de la centrale solaire Nanticoke en partenariat avec la bande Six Nations of the Grand River. En 2017, OPG a également continué de consulter les communautés autochtones sur les activités de gestion des déchets nucléaires en tenant régulièrement des réunions et en amorçant le dialogue sur le dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité proposé par OPG et le renouvellement du permis de l'installation de gestion des déchets de Pickering et de Western Waste Management Facility, ainsi que sur le renouvellement du permis de la centrale Pickering. L'engagement visant la démolition des centrales Lambton et Nanticoke a aussi été réitéré auprès des

Premières Nations du sud-ouest de l'Ontario et l'engagement visant la vente de l'ancienne centrale Lakeview a été réitéré auprès de la Première Nation Mississaugas of New Credit.

OPG s'engage à améliorer l'accès pour les Autochtones aux possibilités d'approvisionnement et d'emploi, et à améliorer le profil de l'industrie nucléaire dans les communautés autochtones. En 2017, OPG a lancé une initiative de participation des entreprises autochtones. Le but de cette initiative est d'accroître l'accès aux possibilités d'approvisionnement pour les entreprises autochtones intéressées à fournir des matériaux et des services à OPG. Cette initiative est fondée sur une stratégie visant à repérer dans les contrats, les étendues des travaux et les plans d'affaires les possibilités de faire participer les entreprises autochtones; à inclure des critères liés à la capacité des fournisseurs de faire participer les peuples ou les entreprises autochtones ou de travailler en partenariat avec eux pour évaluer les propositions relatives à l'approvisionnement; et à investir dans l'établissement de relations avec les communautés autochtones en intensifiant les activités de sensibilisation pour les aider à mieux comprendre comment faire affaire avec OPG. OPG s'est engagée auprès des entreprises et des communautés autochtones et des fournisseurs à faire la promotion de l'initiative de participation des entreprises autochtones, y compris le Conseil des Mohawks d'Akwesasne et les Premières Nations visées par les Traités Williams qui vivent près des centrales Pickering et Darlington.

OPG élabore activement des plans de recrutement ciblant les peuples autochtones. Dans le cadre de cette initiative, OPG a participé au quatrième trimestre de 2017 à plusieurs salons des carrières à l'intention des Autochtones, organisé un événement « Day in the Trades » pour les étudiants et les chercheurs d'emploi autochtones dans le cadre des portes ouvertes à la centrale Darlington et approuvé des plans visant à accroître le nombre d'apprentis dans le cadre du programme de recrutement des activités nucléaires.

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 2017, OPG a soutenu, par l'entremise de son programme d'engagement, plus de 800 initiatives, dont 84 étaient des initiatives autochtones.

OPG a élaboré une stratégie visant à aider la Société à se positionner à titre de chef de file de l'électrification du transport dans la province. La stratégie a pour but de tirer parti de l'électricité propre, fiable et rentable pour électrifier le transport, d'exploiter les possibilités de croissance commerciale futures et d'améliorer l'acceptation sociale de la Société. OPG met en œuvre des initiatives d'accroissement du recours aux véhicules électriques au sein de ses activités et évalue l'intégration des véhicules électriques au réseau et les applications de l'hydrogène pour le secteur du transport. Le plan d'action de l'Ontario contre le changement climatique établit un objectif de vente de véhicules de tourisme électriques et à hydrogène de 5 % en 2020.

Dans le cadre de son engagement à aider à réduire l'empreinte carbone du secteur du transport de l'Ontario, OPG agit à titre de commanditaire fondateur de Plug'n Drive, un organisme sans but lucratif qui s'efforce d'accélérer l'adoption des véhicules électriques et de maximiser les avantages pour l'environnement et l'économie. En mai 2017, Plug'n Drive a annoncé l'ouverture du premier centre d'apprentissage par l'expérience spécialisé dans la sensibilisation aux véhicules électriques, OPG étant le commanditaire du centre d'apprentissage.

Pour en savoir plus sur l'engagement d'OPG à l'égard du 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 2016 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. Sous réserve de l'émission par la CEO de l'ordonnance définitive concernant le montant des paiements prévue au premier semestre de 2018, la décision de décembre 2017 de la CEO relative aux nouveaux tarifs réglementés garantit en grande partie les tarifs pour les activités réglementées pour la période de 2017 à 2021. Au cours de cette période, OPG continuera de mettre l'accent sur l'optimisation de la performance opérationnelle et la planification des interruptions à l'échelle des centrales, et d'améliorer l'efficacité de la structure de coûts et du modèle opérationnel de la Société.

Selon la décision de la CEO, le 1^{er} juin 2017 est la date d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs réglementés, ce qui a nui au résultat net et au RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu d'OPG en 2017 par rapport à la date d'entrée en vigueur demandée par OPG, soit le 1^{er} janvier 2017. L'incidence des nouveaux tarifs réglementés en 2018 devrait contribuer à l'amélioration du résultat net et du RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu par rapport aux résultats de 2017.

Sous réserve de la décision finale par la CEO relativement au nivellement des tarifs pour la production nucléaire dans le cadre du processus d'ordonnance concernant le montant des paiements, OPG prévoit que les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation s'amélioreront en 2018 en comparaison de 2017, reflétant le début du recouvrement par OPG des revenus auprès de la SIERE sur la base des nouveaux tarifs réglementés une fois que l'ordonnance définitive concernant le montant des paiements aura été approuvée. De plus, le secteur Fair Hydro Trust commencera à contribuer positivement aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation en 2018. OPG s'attend à continuer d'avoir la capacité financière nécessaire et un accès suffisant à des sources de financement abordables pour pouvoir continuer de financer ses besoins de capitaux et d'autres décaissements, y compris l'acquisition de titres d'emprunt subordonnés émis par la Fiducie aux fins du financement d'une partie de l'acquisition par la Fiducie de la participation d'investissement dans la SIERE.

Plusieurs comptes d'écarts et de report réglementaires approuvés par la CEO contribuent à la réduction de la variabilité relative du résultat net 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 réglementaires liés à l'incidence sur les revenus de la variabilité des débits d'eau et de la production perdue en raison de la production excédentaire des centrales hydroélectriques réglementées. Comme aucun compte d'écart ou de report n'a été mis en place relativement à l'incidence de la performance des centrales nucléaires sur les revenus tirés des tarifs réglementés de base, le secteur Production hydroélectrique réglementée devrait en général générer dans l'ensemble un rendement plus prévisible. 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 ou d'autres contrats à long terme. 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 liés aux activités d'exploitation dans l'avenir.

La réduction de la production nucléaire attribuable aux interruptions pour la réfection de la centrale Darlington se poursuivra comme prévu et aura une incidence négative sur le coût total de la production de l'entreprise pendant toute la durée du projet de réfection. La diminution de la production hydroélectrique imputable aux interruptions liées à divers projets de réfection et de projets opérationnels pourrait se répercuter négativement sur le coût total de la production de l'entreprise et le coût total de la production hydroélectrique pendant toute la durée de ces projets. La variabilité des dépenses d'investissement de maintien et le calendrier des interruptions de la production nucléaire pourraient également se répercuter sur les mesures du coût total de la production hydroélectrique au cours de périodes ultérieures.

Pour l'exercice 2018, OPG prévoit des dépenses en immobilisations d'environ 2,1 milliards de dollars, dont une partie sera affectée au projet de réfection de la centrale Darlington, aux projets de développement de la capacité hydroélectrique et à d'autres projets, y compris le réaménagement de la centrale Ranney Falls et la construction de la centrale solaire Nanticoke, et aux investissements de maintien pour les centrales hydroélectriques. Les principaux projets 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 rendement 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, pour la partie du Fonds distinct pour combustible irradié garantie par la Province en vertu de l'ONFA, les fluctuations de l'indice des prix à la consommation (« IPC ») de l'Ontario. À court terme, ces facteurs peuvent être volatils et entraîner des fluctuations du bénéfice de la Société. Cette volatilité est atténuée par l'incidence du compte d'écart des revenus nets de location des centrales Bruce autorisé par la CEO et lorsque les Fonds distincts nucléaires sont entièrement capitalisés ou sont surcapitalisés, comme il est mentionné à la rubrique *Gestion des risques* sous *Passifs nucléaires et Fonds distincts nucléaires*.

Au 31 décembre 2017, le Fonds distinct pour déclassement était surcapitalisé d'environ 27 %, et le Fonds distinct pour combustible irradié était légèrement surcapitalisé, soit de moins de 1 %, d'après le plan de référence de 2017 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'IPC de l'Ontario, ou les modifications aux estimations de passif de capitalisation, pourraient faire en sorte que l'un des Fonds ou les deux soient sous-capitalisés dans l'avenir.

Les résultats d'OPG comprennent les revenus du secteur Fair Hydro Trust liés principalement aux produits d'intérêts de la Fiducie. La direction prévoit que ces revenus augmenteront en 2018. La participation d'OPG à titre de gestionnaire des services financiers en vertu de la loi pour des frais d'électricité équitables devrait exercer des pressions à la baisse sur le RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu en raison de l'augmentation des capitaux propres au moyen des émissions futures d'actions de catégorie A visant à financer en partie l'acquisition par OPG de titres d'emprunt de la Fiducie, contrebalancée en partie par l'incidence de l'accroissement des revenus provenant de la Fiducie.

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.

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 réfection de la centrale Darlington et des coûts liés à d'autres projets de développement de la capacité de production, de l'incidence des comptes 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 réfection 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 réfection de la centrale de Darlington, de l'incidence des comptes 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 réglementaires) et les dépenses en immobilisations du secteur Production nucléaire réglementée (à l'exclusion du projet de réfection 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 réglementaires et des dépenses auxiliaires liées aux activités de production hydroélectrique), 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., de la centrale Ranney Falls et aux autres projets de développement de la capacité hydroélectrique) engagés au cours de la période, divisés par le total de la production hydroélectrique, majorés 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.

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 non planifiées 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, comme 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 réfection 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 réfection 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 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

À compter du quatrième trimestre de 2017, OPG se compose des secteurs d'activités 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
- Fair Hydro Trust

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. Ce secteur tire également des revenus de contrats de ventes d'isotopes existants et de services auxiliaires fournis par OPG à partir de ses centrales nucléaires. Les revenus tirés des services auxiliaires proviennent des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive.

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 liés aux passifs nucléaires sont inclus dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production des installations nucléaires réglementées Pickering et Darlington 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. Ce secteur comprend les résultats des 54 centrales hydroélectriques réglementées situées sur de nombreuses rivières importantes à l'échelle de la province.

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.

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 ou d'autres contrats de production à long terme avec la SIERE.

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. 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 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 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, les gains ou les pertes liés à la cession d'actifs immobiliers non réglementés, les coûts associés aux activités d'expansion non réglementées et les coûts liés aux sites des centrales Lambton et Nanticoke.

Secteur Fair Hydro Trust

Le secteur Fair Hydro Trust est un secteur qui ne produit pas d'électricité et qui n'est pas soumis à une réglementation des tarifs. Il présente les revenus liés au rôle d'OPG à titre de gestionnaire des services financiers de la Loi pour des frais d'électricité équitables et à titre d'actionnaire de la dette de rang inférieur de la Fiducie en plus de comprendre les résultats financiers de la Fiducie. Les revenus du secteur sont composés des intérêts créditeurs provenant de la Fiducie, et du recouvrement auprès de tiers des coûts et des honoraires de gestion financière et de services d'administration en cours, contrebalancés en partie par les frais d'intérêts liés à la dette émise par OPG afin de financer l'acquisition de la dette de rang inférieur de la Fiducie et par d'autres coûts liés à la gestion et à l'administration de la Fiducie. Les honoraires d'OPG pour services rendus à la Fiducie à titre de gestionnaire des services financiers sont assujettis à une revue annuelle par la CEO.

ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

Production nucléaire réglementée

<i>(en millions de dollars)</i>	2017	2016
Revenus	3 095	3 481
Charges liées au combustible	284	315
Marge brute	2 811	3 166
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 293	2 210
Amortissement	431	925
Impôts fonciers	26	26
Bénéfice avant autres pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	61	5
Autres pertes	4	1
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	57	4

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a augmenté de 53 millions de dollars en 2017 en regard de 2016. Les bénéfices sectoriels ont été touchés par la décision prise en décembre 2017 par la CEO relativement aux nouveaux tarifs réglementés dont la date d'entrée en vigueur rétrospective a été le 1^{er} juin 2017. Au quatrième trimestre de 2017, le secteur a comptabilisé, à titre d'augmentation des actifs réglementaires, montant net, des revenus nets d'environ 465 millions de dollars pour la période du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2017 attribuables à la décision de la CEO. Cette augmentation était fondée sur les nouveaux tarifs réglementés proposés dans la demande d'ordonnance préliminaire concernant le montant des paiements de janvier 2018 auprès de la CEO sur la base des observations contenues dans la décision, moins le passif réglementaire comptabilisé au titre de la proposition de nivellement des tarifs pour la production nucléaire d'OPG incluse dans cette demande.

En 2017, les bénéfices sectoriels ont été touchés défavorablement par une réduction de 4,9 TWh de la production d'électricité en comparaison de 2016, ce qui a entraîné une baisse des revenus d'environ 285 millions de dollars, contrebalancée en partie par une réduction des charges liées au combustible. La diminution de la production d'électricité a découlé principalement de l'interruption de la réfection en cours de l'unité 2 de la centrale Darlington qui a commencé en octobre 2016, contrebalancée en partie par une augmentation de la production d'électricité de la centrale Pickering. L'incidence sur les bénéfices des comptes réglementaires approuvés par la CEO a également contribué à la diminution des bénéfices pour l'exercice.

L'augmentation de 83 millions de dollars des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en 2017 par rapport à 2016 tient compte des dépenses importantes de maintenance prévues dans les centrales nucléaires et de la hausse des charges liées aux projets de centrales nucléaires. La dotation aux amortissements, à l'exclusion de l'amortissement lié aux soldes des comptes réglementaires, a augmenté de 22 millions de dollars en raison surtout des nouveaux actifs mis en service en 2017.

L'expiration, le 31 décembre 2016, des avenants tarifaires pour la production nucléaire portant sur le recouvrement des soldes des comptes réglementaires approuvés par la CEO a entraîné la diminution des revenus du secteur en 2017 en regard de 2016, contrebalancée en grande partie par une baisse de la dotation aux amortissements liée à ces soldes.

Les facteurs de capacité des unités de production des centrales Darlington et Pickering pour 2017 et 2016 sont les suivants :

	2017	2016
Facteur de capacité des unités de production (%) ¹		
Centrale Darlington	85,2	89,5
Centrale Pickering	80,0	75,2

¹ Le facteur de capacité des unités de production nucléaire exclut les unités pendant toute période au cours de laquelle elles sont en voie de réfection. 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 réfection.

La diminution du facteur de capacité des unités de production de la centrale Darlington en 2017, en regard de 2016, tient compte du nombre plus élevé de jours d'interruption planifiée en 2017, attribuable en grande partie aux contraintes subies par ces unités dans le cadre de la transition des unités d'exploitation de la centrale au mode réfection.

La hausse du facteur de capacité des unités de production de la centrale Pickering en 2017, en comparaison de 2016, s'explique essentiellement par l'optimisation du cycle des interruptions, les conditions favorables des unités et la réalisation des travaux pendant l'interruption planifiée qui ont fait en sorte que le nombre de jours d'interruption non planifiée et planifiée a été moins élevé qu'en 2016.

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2017	2016
Revenus	121	138
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	129	146
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires	943	912
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(801)	(746)
Perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices	(150)	(174)

Les résultats du secteur se sont améliorés de 24 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016, sous l'effet principalement de la hausse du rendement des Fonds distincts nucléaires, contrebalancée en partie par une hausse de la charge de désactualisation sur les passifs nucléaires.

L'augmentation d'un exercice à l'autre du rendement des Fonds distincts nucléaires a été essentiellement attribuable à une réduction du rendement enregistré au quatrième trimestre de 2016 pour refléter un ajustement comptable visant à limiter le montant des actifs des Fonds distincts nucléaires comptabilisé au bilan consolidé pour le ramener à la valeur actuelle du passif de capitalisation sous-jacent conformément au plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA. Le passif de capitalisation a été réduit aux termes du plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA. Puisque le Fonds distinct de déclassement et le Fonds pour combustible irradié ont été surcapitalisés depuis le début de 2017, le rendement des fonds comptabilisé en résultat net au cours de l'exercice a reflété le taux de croissance de la valeur actuelle des passifs capitalisés et n'a pas été touché par le rendement du marché et le taux de rendement garanti par la Province pour une partie du Fonds distinct pour combustible irradié. 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*.

Au 31 décembre 2015, OPG a comptabilisé une augmentation d'environ 2 330 millions de dollars des passifs nucléaires et des coûts associés de mise hors service d'immobilisations capitalisés dans la valeur comptable des centrales nucléaires. L'augmentation est attribuable à la révision des hypothèses comptables sur les durées de vie utile estimatives des centrales nucléaires d'OPG, notamment le report des dates de fin de vie des centrales nucléaires Bruce conformément à la mise à jour de la convention de réfection conclue entre la SIERE et Bruce Power. Au 31 décembre 2016, OPG a comptabilisé une diminution d'environ 1 570 millions de dollars des passifs nucléaires et des coûts de mise hors service d'immobilisations connexes pour refléter une mise à jour de l'estimation pour les obligations d'OPG liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement de centrales nucléaires établies d'après le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA.

Les révisions susmentionnées aux passifs nucléaires ont entraîné une variation de la charge de désactualisation en 2016 et en 2017. Avant le 1^{er} juin 2017, l'incidence de ces changements sur les résultats a été largement contrebalancée par l'incidence des comptes réglementaires autorisés par la CEO comptabilisée à titre de charge de

désactualisation. Pour la période du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2017, l'incidence de ces ajustements sur les résultats a été largement contrebalancée par l'incidence rétrospective sur les revenus de la décision de la CEO à l'égard des nouveaux tarifs réglementés, laquelle comprenait les ajustements aux passifs nucléaires ci-dessus et a été comptabilisée dans le secteur Production nucléaire réglementée. Par conséquent, alors que l'incidence générale des ajustements aux passifs nucléaires susmentionnés sur les résultats d'OPG a été largement compensée en 2016 et en 2017, une hausse d'un exercice à l'autre de la charge de désactualisation a été comptabilisée en 2017 par rapport à 2016.

Production hydroélectrique réglementée

(en millions de dollars)	2017	2016
Revenus ¹	1 436	1 527
Charges liées au combustible	351	353
Marge brute	1 085	1 174
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	330	325
Amortissement	139	225
Impôts fonciers	1	1
Bénéfice avant autres gains, intérêts et impôts sur les bénéfices	615	623
Autres pertes (gains)	1	(19)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	614	642

¹ Pour 2017 et 2016, les revenus du secteur Production hydroélectrique réglementée ont compris des paiements incitatifs liés au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité réglementée approuvé par la CEO respectivement de 12 millions de dollars et 14 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 diminution du bénéfice sectoriel avant intérêts et impôts sur les bénéfices de 28 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016 découle essentiellement d'un gain de 22 millions de dollars comptabilisé au premier trimestre de 2016 pour refléter la décision prise par la CEO en janvier 2016 de reprendre une partie du montant pour amortissement fiscal non admis lié aux dépenses engagées pour le tunnel de Niagara, en réponse à une requête d'OPG. L'incidence sur les bénéfices des comptes réglementaires approuvés par la CEO et l'augmentation des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration ont également contribué à la diminution des bénéfices pour l'exercice. L'augmentation des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration est surtout liée aux travaux de rénovation et de réparation effectués au cours de l'exercice.

Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par des revenus d'environ 15 millions de dollars comptabilisés au quatrième de 2017 pour refléter la décision de la CEO prise en décembre 2017 à l'égard des nouveaux tarifs réglementés en vigueur le 1^{er} juin 2017, comptabilisés à titre d'augmentation des actifs réglementaires.

La diminution des revenus du secteur en 2017 en comparaison de 2016 a été surtout attribuable à l'expiration, le 31 décembre 2016, d'un avenant tarifaire hydroélectrique autorisé par la CEO. Comme l'avenant tarifaire permettait le recouvrement de soldes approuvés dans les comptes réglementaires autorisés par la CEO, la diminution des revenus a été en grande partie compensée par la baisse de l'amortissement lié à ces soldes.

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

	2017	2016
Disponibilité hydroélectrique (%)	88,0	89,0

La disponibilité hydroélectrique a diminué en 2017 par rapport à 2016, du fait principalement du nombre plus élevé de jours d'interruption non planifiée dans des centrales hydroélectriques des régions du nord-ouest de l'Ontario et du

Niagara, contrebalancé en partie par la hausse de la disponibilité de la centrale Sir Adam Beck à réserve pompée en raison du nombre plus élevé de jours d'interruption planifiée en 2016 reflétant la réfection du réservoir de la centrale.

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

Portefeuille de production liée par contrat

<i>(en millions de dollars)</i>	2017	2016
Revenus		573
Charges liées au combustible	53	58
Marge brute	526	515
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	169	178
Amortissement	79	75
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	9	9
Impôts fonciers	7	7
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	(38)	(37)
Bénéfice avant autres pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	300	283
Autres pertes	-	1
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	300	282

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur a augmenté de 18 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016. L'augmentation du bénéfice a découlé principalement des revenus de la centrale Peter Sutherland Sr. mise en service à la fin du premier trimestre de 2017 et de la baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, contrebalancés en partie par le recul des revenus des centrales hydroélectriques de la rivière Lower Mattagami et de la centrale Atikokan. La baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration a découlé surtout de l'adoption prospective fondée sur une courbe intégrale de rendements aux fins de l'estimation des composantes coût des services rendus et frais d'intérêts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite à compter de 2017. Cette modification à l'approche est décrite à la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques* sous *Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite*.

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 :

	2017	2016
Disponibilité hydroélectrique (%)	74,6	77,3
Taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales (%)	2,4	1,6

En 2017, la baisse de la disponibilité hydroélectrique par rapport à 2016 a découlé principalement d'une augmentation du nombre de jours d'interruption planifiée aux centrales hydroélectriques de la rivière Lower Mattagami.

La hausse du taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales en 2017 en comparaison de 2016 s'explique essentiellement par le nombre plus élevé de jours d'interruption non planifiée à l'unité de la centrale Lennox par suite d'une interruption de transport et d'une interruption liée à une génératrice en 2017.

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2017	2016
Revenus	43	68
Charges liées au combustible	1	1
Marge brute	42	67
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	18	22
Amortissement	30	32
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	8	8
Impôts fonciers	6	12
Restructuration	-	6
Perte avant autres gains, intérêts et impôts sur les bénéfices	(20)	(13)
Autres gains	(384)	-
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	364	(13)

Le bénéfice du secteur s'est amélioré de 377 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016. L'augmentation du bénéfice découle principalement du gain de 283 millions de dollars, déduction faite de l'incidence fiscale de 95 millions de dollars, à la vente des locaux du siège social et du parc de stationnement adjacent d'OPG comptabilisée au deuxième trimestre de 2017. L'amélioration du bénéfice a été contrebalancée en partie par une baisse des revenus locatifs attribuable à la vente des locaux du siège social.

En 2017, la diminution d'un exercice à l'autre des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration a tenu compte de la hausse des charges engagées en 2016 avant la décision prise au quatrième trimestre de déclasser la centrale Lambton, contrebalancée en grande partie par l'augmentation du montant des dépenses de projet engagées antérieurement et radiées en 2017.

Au quatrième trimestre de 2017, OPG a comptabilisé un montant de 12 millions de dollars dans les autres gains relativement à la réévaluation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations des centrales Lambton et Nanticoke conformément aux plans de déclassement actuels et aux estimations de coûts. La réévaluation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations est analysée plus en détail à la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques* sous *Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations*. En 2017 et en 2016, OPG a imputé une charge aux résultats en réduction des autres gains, afin d'ajuster la valeur de rebut estimative de la centrale Lambton.

Secteur Fair Hydro Trust

<i>(en millions de dollars)</i>	2017
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	1
Bénéfices de Fair Hydro Trust	(1)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	-

Fair Hydro Trust a été constituée le 20 décembre 2017. Les bénéfices de Fair Hydro Trust se sont établis à 1 million de dollars en 2017, du fait principalement des intérêts créditeurs nets pour la période de 11 jours suivant l'acquisition de la première tranche de la participation d'investissement de la SIERE le 21 décembre 2017. Les bénéfices ont été contrebalancés par les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration au titre des coûts de main-d'œuvre liés aux employés d'OPG qui ne travaillent pas exclusivement pour le secteur, mais qui ont offert des services d'établissement de la fiducie au cours de l'exercice. Conformément à la réglementation générale de la Loi pour des frais d'électricité équitables, ces coûts de main-d'œuvre ne peuvent être recouverts à même les frais d'OPG pour 2017. Se reporter à la rubrique *Faits saillants*, sous *Faits nouveaux – Plan ontarien pour l'équité dans le secteur de l'électricité* et à la rubrique *Secteurs d'activité*, sous *Secteur Fair Hydro Trust* pour plus de renseignements sur Fair Hydro Trust.

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 fournis par la SFIEO, les titres d'emprunt à long terme, y compris les titres émis dans le cadre d'appels publics à l'épargne et les billets à payer à la SFIEO, le financement de projets par voie de placements privés et l'émission de titres de capitaux propres. 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; les versements au titre des régimes d'avantages complémentaires de retraite; le financement de dépenses relatives aux passifs nucléaires non admissibles à un remboursement à même les Fonds distincts nucléaires; le service et le remboursement de la dette à long terme; l'obtention de fonds de roulement général; et le financement d'une partie des achats, par OPG, de titres de créance subordonnés émis par Fair Hydro Trust.

Les variations de la trésorerie et des équivalents de trésorerie pour 2017 et 2016 ont été comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2017	2016
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	186	464
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	944	1 817
Flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement	(2 478)	(1 919)
Flux de trésorerie provenant des (liés aux) activités de financement	1 582	(176)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	48	(278)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	234	186

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 en 2017 ont été supérieurs de 559 millions de dollars par rapport à ceux de 2016. L'augmentation des flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement s'explique principalement par l'acquisition par la Fiducie de la première tranche de participation d'investissement de la SIERE pour environ 1,18 milliard de dollars en décembre 2017 et par la hausse des dépenses liées au projet de réfection de la centrale Darlington en 2017.

L'augmentation des flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement a été partiellement contrebalancée par les produits tirés de la vente des locaux du siège social d'OPG et du parc de stationnement adjacent en 2017, et par l'acquisition de 9 millions d'actions ordinaires d'Hydro One Limited (« Hydro One ») en 2016. OPG a acquis les actions d'Hydro One à des fins d'investissement afin d'atténuer le risque de volatilité future des prix relativement aux obligations de la Société en matière de livraison future d'actions, aux termes des conventions collectives actuelles avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique et The Society of Energy Professionals (« The Society »).

Activités de financement

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. En 2017, l'entente a

été modifiée pour augmenter la limite de la facilité de crédit à 2 350 millions de dollars et pour en reporter la date d'échéance au 31 décembre 2018. Au 31 décembre 2017, l'encours des emprunts à long terme aux termes de cette facilité s'élevait à 800 millions de dollars.

En 2017, OPG a émis des billets de premier rang à la SFIEO totalisant 800 millions de dollars et venant à échéance en 2047. Le taux d'intérêt effectif et le taux d'intérêt nominal de ces billets se situaient entre 3,65 % et 4,12 %, comme l'explique la note 6 des états financiers consolidés audités d'OPG pour 2017.

En octobre 2017, OPG a émis des billets de premier rang totalisant 500 millions de dollars à payer dans le cadre d'un programme de billets à moyen terme. Les billets portent un intérêt nominal de 3,32 % et à un taux effectif de 3,43 % à payer chaque semestre jusqu'à l'échéance en octobre 2027. Le placement a été effectué dans le cadre du prospectus préalable de base simplifié de 2 milliards de dollars d'OPG déposé en septembre 2017. Le produit net sera affecté aux fins générales du siège social.

En décembre 2017, Fair Hydro Trust a conclu une entente visant une facilité renouvelable adossée à des actifs de 800 millions de dollars venant à échéance en décembre 2019. Au 31 décembre 2017, des billets de premier rang totalisant 601 millions de dollars étaient en circulation en vertu de cette facilité et ont servi à financer 51 % de l'acquisition par la Fiducie de la première tranche de participation d'investissement de la SIERE en décembre 2017. La Province a fourni un montant additionnel de 519 millions de dollars pour cette acquisition au moyen d'une injection de capitaux propres dans OPG en échange d'environ 12,2 millions d'actions de catégorie A sans droit de vote, comme l'explique la note 14 des états financiers consolidés audités d'OPG pour 2017.

En février 2018, la Fiducie a émis des billets de premier rang totalisant 500 millions de dollars, dont le taux d'intérêt nominal est de 3,36 % et le taux d'intérêt effectif est de 3,44 %, payables semestriellement jusqu'à leur échéance le 15 mai 2033. Le produit a été utilisé pour rembourser la majorité de l'encours du solde de la facilité renouvelable adossée à des actifs émise par la Fiducie en décembre 2017. En mars 2018, la Fiducie devrait faire l'acquisition d'une autre tranche de la participation d'investissement auprès de la SIERE, 51 % du financement provenant de la facilité renouvelable adossée à des actifs, 44 % d'une injection de capitaux propres de la part de la Province et 5 % d'OPG.

Au 31 décembre 2017, la dette à long terme d'OPG s'établissait à 5 735 millions de dollars, y compris un montant de 398 millions de dollars arrivant à échéance dans moins d'un an et compte non tenu de la dette de premier rang de la Fiducie présentée aux bilans consolidés d'OPG. La dette à long terme de la Fiducie s'élevait à 601 millions de dollars au 31 décembre 2017.

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 deuxième trimestre de 2017, OPG a renouvelé les deux tranches et en a reporté l'échéance de mai 2021 à mai 2022. Au 31 décembre 2017, il n'y avait aucun emprunt en cours sur la facilité de crédit bancaire.

Au 31 décembre 2017, l'encours du papier commercial dans le cadre du programme de papier commercial d'OPG était de 100 millions de dollars.

Au 31 décembre 2017, Lower Mattagami Energy Limited Partnership (« LME ») pouvait emprunter sur une facilité de crédit bancaire de 400 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 2022 et en une tranche de 100 millions de dollars venant à échéance en août 2018. Au 31 décembre 2017, l'encours du papier commercial dans le cadre du programme de papier commercial de LME était de 160 millions de dollars. Une lettre de crédit de 55 millions de dollars a été émise en juillet 2017 en vertu de la première tranche de la facilité de crédit de LME et restait en cours au 31 décembre 2017.

Au 31 décembre 2017, 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 468 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 2017, des lettres de crédit d'un total de 390 millions de dollars avaient été émises aux termes de ces facilités, dont 353 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.

Les facilités de crédit non confirmées à court terme de la Société comprennent une convention de cession à une fiducie indépendante d'un droit de copropriété indivis dans ses créances actuelles et futures, qui vient à échéance le 30 novembre 2018. Le montant maximal des droits de copropriété pouvant être cédés aux termes de cette convention est de 150 millions de dollars. Au 31 décembre 2017, 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.

Obligations contractuelles

Les obligations contractuelles d'OPG au 31 décembre 2017 se présentaient comme suit :

(en millions de dollars)	2018	2019	2020	2021	2022	Par la suite	Total
Ententes d'achat de combustible	158	125	115	88	67	67	620
Cotisations au régime de retraite agréé d'OPG ¹	215	219	-	-	-	-	434
Remboursement sur la dette à long terme d'OPG	398	368	663	413	172	3 721	5 735
Intérêt sur la dette à long terme d'OPG	244	226	204	175	161	3 006	4 016
Remboursement de la dette de premier rang de la Fiducie ²	-	601	-	-	-	-	601
Intérêt sur la dette de premier rang de la Fiducie	15	15	-	-	-	-	30
Engagements liés à la réfection de la centrale Darlington ³	457	-	-	-	-	-	457
Engagements liés au projet de la centrale Ranney Falls	5	-	-	-	-	-	5
Permis d'exploitation	40	41	24	28	28	87	248
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation	28	24	24	22	22	79	199
Obligations d'achat non conditionnelles	62	59	56	5	-	-	182
Créditeurs et charges à payer	957	8	-	-	-	16	981
Divers	47	28	2	1	1	64	143
Total	2 626	1 714	1 088	732	451	7 040	13 651

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 2017. La prochaine évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG doit être en date du 1^{er} janvier 2020 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 2019 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 En décembre 2017, les billets ont été émis par Fair Hydro Trust en vertu d'une facilité renouvelable adossée à des actifs de 800 millions de dollars de deux ans. En février 2018, la Fiducie a émis des billets de premier rang à payer totalisant 500 millions de dollars afin de rembourser la majorité du solde restant de la facilité renouvelable adossée à des actifs.

³ 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.

Autres engagements

Conventions collectives

Au 31 décembre 2017, OPG comptait environ 9 200 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 4 850 employés d'OPG, soit environ 53 % de l'effectif permanent d'OPG au 31 décembre 2017. 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. Les négociations avec le syndicat en vue d'une nouvelle convention collective sont en cours.
- The Society – Ce syndicat représentait quelque 3 250 employés d'OPG, soit environ 35 % de l'effectif permanent d'OPG au 31 décembre 2017. 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 d'autres faits saillants de la situation financière consolidée auditée d'OPG établis d'après les principales données du bilan aux 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2017	2016
Immobilisations corporelles – montant net	21 322	19 998
L'augmentation est attribuable principalement aux dépenses en immobilisations liées au projet de réfection de Darlington et à d'autres projets, contrebalancées en partie par la dotation aux amortissements.		
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires <i>(tranche échéant à moins d'un an et tranche à long terme)</i>	16 724	15 984
L'augmentation tient surtout au rendement des Fonds distincts nucléaires, contrebalancée en partie par les remboursements des dépenses admissibles liées aux activités d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires.		
Actifs et passifs réglementaires, montant net <i>(tranche échéant à moins d'un an et tranche à long terme)</i>	6 637	5 545
L'augmentation découle principalement de la comptabilisation des revenus nets de la période allant du 1 ^{er} juin 2017 au 31 décembre 2017 à la suite de la décision de décembre 2017 de la CEO sur les nouveaux tarifs réglementés et de la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite à la fin de 2017.		
Dette à long terme <i>(tranche échéant à moins d'un an et tranche à long terme)</i>	6 319	5 520
L'augmentation découle principalement de l'émission de billets de premier rang par la Fiducie de 601 millions de dollars afin de financer l'acquisition d'une participation d'investissement auprès de la SIERE, de l'émission de billets de premier rang à la SFIEO totalisant 800 millions de dollars et de l'émission de billets de premier rang de 500 millions de dollars dans le cadre du programme de billets à moyen terme. L'augmentation a été contrebalancée par un remboursement sur la dette totalisant 1 100 millions de dollars.		
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	20 421	19 484
L'augmentation s'explique surtout par la charge de désactualisation représentant la hausse de la valeur actualisée des passifs en raison du passage du temps et par une hausse de 188 millions de dollars de l'estimation de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations nucléaires comptabilisée en 2017, dont il est question à la rubrique <i>Méthodes et estimations comptables critiques</i> sous <i>Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations</i> . L'augmentation a été partiellement contrebalancée par des dépenses liées aux activités d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires.		
Passifs au titre des régimes de retraite	3 423	3 012
L'augmentation s'explique surtout par la réévaluation des passifs à la fin de 2017 pour tenir compte de la baisse des taux d'actualisation, partiellement contrebalancée par l'excédent des rendements réels des actifs des régimes sur les frais d'intérêts sur les passifs pour 2017.		
Passifs au titre des avantages complémentaires de retraite	3 092	2 897
L'augmentation s'explique surtout par la réévaluation des passifs à la fin de 2017 pour tenir compte de la baisse des taux d'actualisation, partiellement contrebalancée par 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 2017.		

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 émises par la Société, se reporter à la note 16 des états financiers consolidés audités de 2017 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 de 2017 d'OPG. 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 auprès de la CVMO 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.

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

La Société cherche actuellement à faire reporter la fin de la dispense au-delà du 1^{er} janvier 2019.

Compte tenu de l'adoption des PCGR des États-Unis en 2011, 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 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 54 centrales hydroélectriques 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.

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, et des écarts entre les tarifs réglementés intermédiaires facturés aux clients pendant une période intermédiaire et les tarifs réglementés définitifs autorisés ou devant être autorisés par la CEO pour cette période afin de refléter les montants qui devraient être recouverts ou remboursés au moyen des 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 et des hypothèses posées à l'égard des tarifs réglementés définitifs devant être autorisés par la CEO pour la période tarifaire intermédiaire.

Les actifs réglementaires comptabilisés par la Société 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. L'actif réglementaire est repris au fur et à mesure que les soldes non amortis sous-jacents sont amortis comme composantes du coût des prestations.

Depuis le 1^{er} novembre 2014, la CEO limite les montants relatifs aux coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite compris dans le calcul des besoins en revenus approuvés et des tarifs réglementés 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. L'écart entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établis selon la comptabilité d'engagement appliquée dans les états financiers consolidés audités et les dépenses au comptant réelles d'OPG pour ces régimes est saisi 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 pour examen futur par la CEO.

En 2017, la CEO a publié un rapport décrivant les principes directeurs et la politique sur les mécanismes de recouvrement 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 de l'Ontario. Selon le rapport, la méthode de la comptabilité d'engagement est celle qui doit être utilisée pour déterminer les montants des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite aux fins de l'établissement des tarifs, sauf si la CEO détermine que les tarifs établis selon cette méthode ne sont pas justes et raisonnables compte tenu de la situation d'un service public en particulier. Le rapport de la CEO et la décision de la CEO du 28 décembre 2017 relativement à la demande de nouveaux tarifs réglementés d'OPG exigent qu'OPG continue de comptabiliser les écarts entre les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite à payer et les paiements au comptant 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 ce que la CEO décide de l'approbation et de la mise en œuvre de la reprise du recouvrement selon la méthode de la comptabilité d'engagement pour OPG. Le recouvrement futur des montants comptabilisés dans le compte sera assujéti à cette approbation. Pour plus de précisions sur le rapport de 2017 de la CEO, se reporter à la rubrique *Faits saillants* sous *Faits nouveaux – Décision de la CEO relative à la demande de nouveaux tarifs réglementés d'OPG*.

De l'avis de la Société, les décisions de la CEO de novembre 2014 et de décembre 2017 concernant les demandes de tarifs réglementés d'OPG et le rapport de la CEO de 2017 à cet effet ne constituent pas une modification de la méthode de recouvrement au moyen des tarifs des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG. 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 réglementaire pour recouvrement futur autorisé par la CEO étant donné qu'ils sont comptabilisés dans les coûts des prestations. La Société continue de penser qu'il y a une probabilité suffisante que seront recouverts les 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, de sorte que, conformément aux attentes présentées dans la décision de la CEO en décembre 2017, la Société entend déposer en 2018 une demande auprès de la CEO pour le recouvrement du solde du compte et pour obtenir l'approbation de revenir à la méthode de la comptabilité d'engagement comme méthode de recouvrement pour les demandes futures de nouveaux tarifs réglementés de base. Par conséquent, la Société continue de comptabiliser un actif réglementaire pour ces montants.

Durée de vie utile des actifs à long terme

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 économiques. OPG revoit régulièrement la durée de vie utile estimative de ses immobilisations corporelles et actifs incorporels, y compris les hypothèses de fin de vie des principaux actifs de

production. Les principales centrales nucléaires sont amorties sur la durée de vie de la centrale ou sur la durée de vie des composantes, selon la plus courte des durées.

Dans le cas des centrales nucléaires exploitées par OPG, l'établissement des hypothèses de fin de vie de la centrale comprend principalement une évaluation de la durée de vie utile des principales composantes limitant la durée de vie, comme les canaux de combustible, en tenant compte des attentes quant à la capacité future d'exploitation économique et, le cas échéant, la réfection de la centrale en vue d'une utilisation continue. La durée de vie utile prévue des principaux éléments limitant la durée de vie est établie au moyen d'évaluations techniques de leur adaptation à l'usage. Les attentes quant à la capacité future d'exploiter la centrale peuvent être influencées par les exigences du permis d'exploitation, la capacité de recouvrer les capitaux, les coûts d'exploitation et de déclassement et la politique gouvernementale, entre autres facteurs.

Bien qu'il existe un lien entre l'âge d'une centrale hydroélectrique et les dépenses en immobilisations nécessaires à son entretien, l'âge n'établit généralement pas de plafond global à la durée de vie utile prévue d'une centrale hydroélectrique. L'entretien régulier et le remplacement de certaines composantes spécifiques permettent généralement aux centrales hydroélectriques de fonctionner pendant de très longues périodes. OPG utilise une durée de vie utile estimative ne dépassant pas 100 ans pour amortir les barrages et autres structures des grandes centrales hydroélectriques.

Les hypothèses de fin de vie des centrales thermiques sont établies en fonction de la durée de vie prévue des principales composantes de la centrale et de la capacité future d'exploitation économique prévue de la centrale en tenant compte des mécanismes de revenus disponibles.

Créances de financement

Les créances de financement d'OPG comprennent le droit actuel et irrévocable de la Fiducie de recouvrer dans l'avenir les paiements auprès des consommateurs déterminés, conformément à la Loi pour des frais d'électricité équitables et à la réglementation générale connexe. Ces montants sont fixés en fonction du prix de transaction convenu avec la SIERE aux conditions du marché au moment de l'acquisition et sont ensuite évalués selon la méthode du coût amorti. L'amortissement est fondé sur la méthode du taux d'intérêt effectif.

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 distinct 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. 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.

Selon l'actuel 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 déclassement. Avant 2017, OPG versait des cotisations trimestrielles dans le Fonds distinct pour combustible irradié et a versé une cotisation spéciale ponctuelle au cours des premières années, 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 déclassement, qui a été pleinement capitalisé à sa création au moyen des cotisations initiales versées par la SFIEO, un organisme de 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 subséquent approuvé en vertu de l'ONFA. Des cotisations à l'un des deux fonds, ou les deux, pourraient être requises éventuellement 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 subséquents en vertu de l'ONFA.

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 premiers 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 qui dépassent le seuil des premiers 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. Aux termes du processus de la CCSN, la garantie financière exigée par la CCSN doit être mise à jour tous les cinq ans et OPG doit présenter un rapport annuel à la CCSN portant sur les hypothèses, la valeur des actifs et la garantie financière exigée qui en découle. Le calcul de la garantie financière exigée par la CCSN tient compte de la quantité de déchets nucléaires qui devraient être générés chaque année.

En novembre 2017, la CCSN a accepté la proposition d'OPG voulant que la garantie financière exigée par la CCSN pour la période de 2018 à 2022 soit satisfaite selon la juste valeur de marché prévue des Fonds distincts nucléaires, sans exigence de garantie provinciale pour la période de 2018 à 2022. Comme le prévoient les modalités de l'ONFA, la Province s'est engagée à fournir une garantie provinciale à la CCSN, au besoin, pour le compte d'OPG, en cas de manque à gagner entre la garantie financière exigée par la CCSN et la juste valeur de marché des Fonds distincts nucléaires pour la période de 2018 à 2022, comme cela a déjà été fait par le passé. OPG verse à la Province une commission de garantie annuelle de 0,5 % du montant de la garantie provinciale, le cas échéant.

La valeur de la garantie provinciale en vigueur jusqu'à la fin de 2017 était de 1 551 millions de dollars. En fonction de ce montant de garantie, OPG a payé à la Province une commission de garantie de 8 millions de dollars en 2016 et en 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 Société de gestion des déchets nucléaires (« 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 2017, 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 4 148 millions de dollars (3 668 millions de dollars en 2016). La perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis aux 31 décembre 2017 et 2016 s'établissaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Gain actuariel net non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	(418)	(570)	-	-	-	-
Perte actuarielle nette non amortissable en raison de l'utilisation du corridor	1 735	1 619	36	34	299	267
Perte actuarielle nette amortissable	2 333	2 238	80	72	79	3
Perte actuarielle nette non amortie	3 650	3 287	116	106	378	270
Coûts des services passés non amortis	-	-	-	-	4	5

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. 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 utilisé pour calculer les obligations projetées au titre des prestations de retraite et des avantages

complémentaires de retraite au 31 décembre 2017 était d'environ 3,6 %. Il s'agit d'une baisse par rapport au taux d'actualisation d'environ 3,9 % utilisé pour calculer les obligations au 31 décembre 2016.

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2017, OPG a changé son approche pour l'estimation des composantes coût des services rendus et frais d'intérêts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. OPG a adopté une approche fondée sur une courbe intégrale de rendements pour estimer les coûts, qui fait 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. Selon l'approche utilisée en 2016 et au cours des exercices antérieurs, ces composantes étaient calculées selon le même taux d'actualisation que celui pris en compte dans le calcul des obligations au titre des prestations. Ce changement d'approche a été comptabilisé à titre de modification d'estimation de manière prospective. La réduction des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite qui en résulte pour 2017 est d'environ 135 millions de dollars. Environ 90 % de cette réduction étant attribuable aux secteurs axés sur les activités réglementées de la Société, celle-ci a été compensée par l'incidence des comptes réglementaires autorisés par la CEO. 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 l'approche précédente sera compensée par une variation correspondante dans la perte ou le gain actuariel comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

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, réalisée en date du 1^{er} janvier 2017, a été déposée auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario en septembre 2017. Les obligations de capitalisation annuelle selon la nouvelle évaluation actuarielle sont analysées à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement* sous *Obligations contractuelles*. 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. À partir de ces hypothèses et données démographiques mises à jour au 1^{er} janvier 2017, conformément à la nouvelle évaluation actuarielle du régime de retraite agréé, OPG a également procédé, en 2017, à une évaluation actuarielle exhaustive de ses régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite à des fins comptables. Les résultats de cette évaluation ont été pris en compte dans les obligations de fin d'exercice de 2017, reflétant les hypothèses appropriées aux fins comptables au 31 décembre 2017.

Le déficit du régime de retraite agréé, aux fins comptables, a augmenté, passant de 2 693 millions de dollars au 31 décembre 2016 à 3 081 millions de dollars au 31 décembre 2017. Cette augmentation est en grande partie attribuable à la réévaluation des obligations à la fin de 2017 découlant de la baisse des taux d'actualisation, partiellement compensée par l'excédent du rendement réel des actifs des régimes de retraite sur les frais d'intérêts liés aux obligations au cours de l'exercice.

Les obligations projetées au titre des prestations d'avantages complémentaires de retraite ont augmenté, passant de 2 992 millions de dollars au 31 décembre 2016 à 3 190 millions de dollars au 31 décembre 2017. Cette augmentation s'explique principalement par la réévaluation des obligations à la fin de 2017 pour tenir compte de la baisse des taux d'actualisation, en partie contrebalancée par 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 2017.

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 2017, comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés¹	Régimes de retraite complé- mentaires¹	Avantages complémentaires de retraite¹
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(32)	s. o.	s. o.
Diminution de 0,25 %	32	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(56)	(1)	(2)
Diminution de 0,25 %	59	1	13
Inflation ²			
Augmentation de 0,25 %	98	1	-
Diminution de 0,25 %	(91)	(1)	-
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	22	3	-
Diminution de 0,25 %	(20)	(2)	-
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s. o.	s. o.	77
Diminution de 1 %	s. o.	s. o.	(29)

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

¹ Sauf l'incidence des comptes réglementaires.

² Avec une augmentation correspondante de l'hypothèse de l'augmentation des salaires.

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 de stockage sécuritaire et à la mettre en état de stockage 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 de stockage 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'examens 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.

Au 31 décembre 2017, OPG a comptabilisé une augmentation de 188 millions de dollars des passifs nucléaires et des coûts associés de mise hors service d'immobilisations capitalisés dans la valeur comptable des immobilisations corporelles, ce qui reflète la prolongation des hypothèses comptables sur la fin de vie pour la centrale Pickering. L'ajustement n'a pas eu d'incidence sur le bénéfice net d'OPG pour 2017. L'ajustement ne devrait pas avoir d'incidence importante sur le bénéfice net en 2018, étant donné que l'incidence connexe sur les charges devrait être contrebalancée en grande partie par les comptes réglementaires autorisés par la CEO. La modification des hypothèses comptables sur la fin de vie pour la centrale Pickering et des comptes réglementaires connexes est expliquée plus en détail à la rubrique *Activités de base, stratégie et perspectives* sous *Excellence opérationnelle – Production d'électricité et fiabilité*.

Aux fins du calcul des passifs nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2017, 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 2017, les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires fondés sur la valeur actualisée s'établissaient à 20 077 millions de dollars (19 103 millions de dollars en 2016). Au 31 décembre 2017, les flux de trésorerie non actualisés à l'égard des dépenses devant être engagées par OPG au titre des passifs nucléaires en dollars de 2017 se présentaient comme suit :

(en millions de dollars)	2018	2019	2020	2021	2022	Par la suite	Total
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires ¹	323	326	323	311	598	40 513	42 394

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 344 millions de dollars au 31 décembre 2017 (381 millions de dollars en 2016). 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. OPG a mis à jour les obligations de mise hors service d'immobilisations pour les centrales thermiques au 31 décembre 2017, en fonction d'une évaluation des activités de déclassement, de nettoyage et de remise en état requises, des hypothèses économiques sous-jacentes, et du calendrier anticipé de ces activités sur la base des actuelles hypothèses comptables sur la fin de vie pour les sites d'exploitation. Pour les anciennes centrales Nanticoke et Lambton, la mise à jour reflète les coûts estimatifs de réalisation des actuels plans de déclassement. Pour les sites actuellement en exploitation, OPG a comptabilisé une diminution de 18 millions de dollars dans le passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires et dans les coûts associés de mise hors service d'immobilisations capitalisés dans la valeur comptable des immobilisations corporelles au 31 décembre 2017. Pour les sites Nanticoke et Lambton, la mise à jour a donné lieu à une réduction du passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires et à un gain d'environ 12 millions de dollars comptabilisé en résultat net pour le quatrième trimestre de 2017, dans le secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production.

Aux fins d'évaluation du passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires, il est présumé que l'enlèvement des actifs thermiques 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 liés à l'enlèvement d'actifs thermiques est d'environ 400 millions de dollars.

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.

La juste valeur des créances de financement liées aux participations d'investissement acquises de la SIÈRE est estimée être égale à la juste valeur de la dette à long terme sous-jacente en raison du lien direct entre l'actif et les instruments d'emprunts ayant financé l'acquisition.

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.

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

Les prises de position comptables récentes en vertu des PCGR des États-Unis liées à la comptabilisation des revenus, des instruments financiers et des contrats de location 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 de 2017 d'OPG.

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 (« ASU ») 2014-09, intitulée *Revenue from Contracts with Customers* (Topic 606), 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.

OPG a évalué l'incidence de la norme sur la comptabilisation des flux de produits et les états financiers consolidés de la Société. Les principaux flux de produits d'OPG comprennent les produits tirés des tarifs réglementés établis par la CEO et les produits tirés des actifs de production régis par des ententes contractuelles à long terme conclues avec la SIÈRE. OPG a pratiquement terminé l'analyse de l'incidence du Topic 606 sur tous ses flux de revenus et n'a relevé aucune différence importante dans le moment ou le montant de la constatation des revenus.

La Société appliquera la nouvelle norme sur les revenus dans ses états financiers intermédiaires du premier trimestre de 2018 et évalue actuellement les informations supplémentaires exigées en vertu de la nouvelle norme.

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 doivent 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 désignés comme étant disponibles à la vente ne sera plus possible, et tout gain ou toute perte latents liés à ces titres devront être comptabilisés 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. Au 31 décembre 2017, une perte cumulative de 9 millions de dollars sur les titres disponibles à la vente d'OPG a été comptabilisée dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et sera reclassée dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis à compter du 1^{er} janvier 2018. Il n'existe aucune autre différence importante par rapport aux états financiers consolidés d'OPG à la suite de l'adoption de la nouvelle norme.

Comptabilisation des contrats de location

En février 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-02, intitulée *Leases* (Topic 842) pour remplacer les lignes directrices actuelles en matière de comptabilisation des contrats de location en vertu du Topic 840. La mise à jour apporte de nombreuses modifications à la ligne directrice, 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.

En vertu des lignes directrices actuelles relatives à la nouvelle norme sur les contrats de location, 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. Selon cette méthode, le Topic 842 serait effectivement mis en œuvre en comptabilisant tout ajustement découlant de la transition au début de la première période comparative présentée dans les états financiers de l'entité. Une application rétrospective intégrale est interdite. En janvier 2018, le FASB a publié une proposition de norme ASU en vertu de laquelle les entités pourraient utiliser une méthode de transition facultative supplémentaire pour comptabiliser l'incidence cumulative de l'adoption de la nouvelle norme sur les contrats de location à titre d'ajustement des soldes d'ouverture au cours de la période initiale d'adoption, les périodes comparatives continuant d'être présentées conformément au Topic 840, y compris les informations à fournir. La Société continuera de surveiller l'état d'avancement de cette proposition de norme ASU.

Le FASB a également publié l'ASU No. 2018-01, *Land Easement Practical Expedient for Transition to Topic 842* en janvier 2018. Les modifications qui y sont apportées permettent à une entité de choisir de ne pas évaluer en vertu du Topic 842 les contrats de servitude qui existent ou qui ont expiré avant l'adoption par l'entité de la nouvelle norme sur les contrats de location et qui n'étaient pas comptabilisés auparavant comme des contrats de location en vertu du Topic 840.

La Société continue de mettre en œuvre et de réaliser un cadre global de gouvernance de projets, prévoyant la mise sur pied d'un comité directeur, d'un comité des parties prenantes et de mise en œuvre, d'un Bureau de gestion des projets et de différents groupes de travail afin d'évaluer et de mettre en œuvre la nouvelle norme. 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 norme. La Société continue d'évaluer l'incidence de la nouvelle norme sur les contrats de location sur ses états financiers consolidés.

Améliorer la présentation du coût net périodique des prestations de retraite et du coût net périodique des avantages complémentaires de retraite

En mars 2017, le FASB a publié l'ASU No. 2017-07, *Compensation – Retirement Benefits (Topic 715): Improving the Presentation of Net Periodic Pension Cost and Net Periodic Postretirement Benefit Cost*. En vertu de cette nouvelle ligne directrice, les employeurs qui sont les promoteurs de régimes de retraite à prestations définies ou d'autres avantages complémentaires de retraite doivent présenter la composante coût des services rendus du coût net périodique des prestations dans le même poste de l'état des résultats que les autres charges de rémunération découlant des services rendus au cours de la période. Les autres composantes du coût net périodique des prestations doivent être présentées séparément du poste qui comprend le coût des services rendus et hors de tout sous-total du résultat tiré des activités d'exploitation, si pareil sous-total est présenté. En outre, selon la nouvelle ligne directrice, seule la composante coût des services rendus du coût net des prestations est admissible à la capitalisation.

Cette ligne directrice entre en vigueur pour les exercices ouverts après le 15 décembre 2017, y compris les périodes intermédiaires de ceux-ci. La ligne directrice n'aura pas d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'OPG, OPG capitalisant à l'heure actuelle seulement la composante coût des services rendus des coûts des avantages complémentaires à la retraite. De plus, OPG inclut déjà la composante coût des services rendus des coûts des avantages complémentaires à la retraite et des autres charges de rémunération dans les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration aux états des résultats consolidés et ne présente pas de sous-total du résultat tiré des activités d'exploitation. Ainsi, la nouvelle ligne directrice ne touchera pas la présentation des états financiers consolidés d'OPG.

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, d'évaluer et d'atténuer les principaux risques et de préserver et d'accroître la valeur du placement de l'actionnaire dans la Société.

Le comité d'audit et des risques a pour mandat de s'acquitter des responsabilités de surveillance du conseil d'administration en ce qui concerne l'identification et la gestion des principaux risques pour la Société. Le cadre de gestion des risques de l'entreprise (« GRE ») d'OPG est conçu pour cerner et évaluer les risques en tenant compte de leurs éventuelles répercussions sur les objectifs stratégiques et les objectifs des plans d'affaires de la Société. La Société a adopté des politiques, procédures et systèmes de gestion des risques en bonne et due forme afin d'identifier, d'évaluer et d'atténuer ses risques. La haute direction établit aussi 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.

Les principaux risques liés aux impératifs stratégiques d'OPG sont décrits brièvement ci-dessous. La direction est d'avis que ces risques pourraient avoir des répercussions importantes sur les affaires, les revenus, le bénéfice net, les actifs et le capital de la Société. D'autres risques ou incertitudes, qui sont pour le moment inconnus ou qui ne sont pas encore jugés importants, pourraient aussi avoir une incidence défavorable sur le rendement ou la situation financière futurs de la Société.

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 inhérents à une centrale dépendent généralement de l'âge de la centrale, de la performance humaine et de la technologie employée.

Condition des actifs et variabilité de la production

L'incertitude associée à la production d'électricité par les centrales d'OPG découle principalement de l'état des composantes et des systèmes des centrales, qui subissent les effets du vieillissement, ainsi que de la façon d'exploiter ces unités. Pour répondre aux besoins du réseau d'électricité de façon sécuritaire, la capacité nominale d'une unité peut être réduite, ce qui donne lieu à une baisse de la production. Les principales conséquences possibles de ces risques comprennent une augmentation des exigences en matière de sécurité, une production et des revenus inférieurs aux prévisions, et une hausse des coûts d'exploitation ou des coûts en capital. Afin d'atténuer ce risque, OPG continue :

- de surveiller la performance et de mettre en œuvre des programmes d'inspection et de maintenance;
- de recenser les travaux qui seront nécessaires au maintien et, le cas échéant, à la mise à niveau de l'équipement des centrales;
- d'entreprendre les projets nécessaires pour mener ses activités de façon fiable et selon les paramètres de conception et d'exploitation.

Prolongement des activités commerciales de la centrale Pickering jusqu'en 2024

L'incapacité de prolonger les activités de Pickering jusqu'en 2024 comme prévu pourrait entraîner la diminution des revenus de production et des flux de trésorerie futurs d'OPG et devancer la fermeture et les frais de déclassement de la centrale. Serait aussi devancée une importante réduction des effectifs d'OPG.

Les facteurs de risque en ce qui a trait au prolongement de l'exploitation 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. Pour atténuer ces risques, OPG a adopté les mesures recommandées à l'issue des évaluations techniques réalisées dans le cadre du programme de travaux réalisés pendant l'interruption. OPG a intégré ces mesures dans son programme exhaustif d'inspection et d'entretien, dans le cadre des plans de gestion du cycle de vie de la centrale.

Chaîne d'approvisionnement

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 les activités d'OPG et sur la réalisation d'importants 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.

Cybersécurité

Les activités d'OPG dépendent notamment d'une exploitation et d'une gestion efficaces, sécuritaires, attentives et résistantes des technologies de l'information et des systèmes d'exploitation complexes de la Société pour minimiser 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 à mesure qu'augmentera la dépendance aux technologies à l'échelle mondiale. OPG déploie des stratégies pour se préparer aux incidents liés à la cybersécurité, pour y répondre et pour reprendre ses activités après de tels incidents.

OPG surveille, évalue et améliore continuellement l'efficacité de ses stratégies et programmes 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. En 2017, les médias ont rapporté plusieurs cyberattaques à l'échelle mondiale, comme les attaques par rançongiciel WannaCry et Petya qui ont touché plusieurs secteurs, dont ceux de l'électricité et des services publics. La réaction opérationnelle d'OPG à ces cyberattaques a été rapide et efficace, de sorte que leur incidence sur les activités de la Société a été faible ou nulle.

Comme intervenant inscrit du marché de l'Ontario, OPG doit se conformer aux normes de fiabilité qui 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 les cyberrisques, une approche fondée sur les risques élaborée à partir du cadre en matière de cybersécurité de la National Institute of Standards and Technology.

La Société a adopté des politiques de gestion des cyberrisques et des programmes de cybersécurité supervisés par la direction et le conseil d'administration. Les actuels programmes de cybersécurité d'OPG sont axés sur ce qui suit :

- L'amélioration de la protection contre les cyberattaques et de la capacité de détection, de réaction et de reprise des activités en vue d'atténuer les vulnérabilités connues ou potentielles
- L'adoption de pratiques de pointe du secteur pour réduire les cyberrisques que peuvent comporter les tiers en intégrant des obligations de cybersécurité dans les ententes commerciales, ainsi qu'en améliorant la gouvernance
- La sensibilisation et la formation accrues en matière de cybersécurité de l'effectif au moyen de formations obligatoires annuelles

Conformité réglementaire

OPG est assujettie à un grand nombre de lois fédérales et provinciales, ainsi qu'à des règlements émis par différents organismes comme la CEO, la CCSN et la SIERE.

L'incertitude associée à la conformité à 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. La conformité à ces exigences pourrait entraîner une hausse des coûts d'exploitation, notamment pour le remplacement ou la modification de composantes ou pour de nouvelles exigences en matière de gestion des déchets. Dans certains cas, ces exigences pourraient entraîner une réduction ou l'élimination de la capacité de production d'une centrale.

La centrale Darlington est exploitée aux termes d'un permis d'exploitation de 10 ans émis par la CCSN, valide jusqu'au 30 novembre 2025. Le permis couvre presque toute la durée prévue du projet de réfection 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.

Gestion des déchets nucléaires

La manipulation, l'entreposage et l'élimination des déchets nucléaires exposent OPG à différents risques, qui sont gérés conformément aux exigences réglementaires applicables. En outre, le stockage provisoire de déchets nucléaires fait l'objet d'une supervision et d'un suivi rigoureux.

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 – 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.

Centrales hydroélectriques

Les centrales hydroélectriques d'OPG sont exposées aux risques associés aux conditions de débits d'eau et de production de base excédentaire.

La mesure dans laquelle OPG peut exploiter ses centrales hydroélectriques dépend de la disponibilité de l'eau. Les importantes variations des conditions météorologiques, y compris l'incidence des changements climatiques et les conditions extrêmes qui en découlent, peuvent avoir une incidence sur les débits d'eau. Les changements à long terme dans les tendances de précipitations, la quantité, la température de l'eau et la température de l'air ambiant peuvent avoir une incidence sur la disponibilité de l'eau et, par conséquent, sur la production d'électricité des centrales hydroélectriques d'OPG. OPG fait le suivi des avancées scientifiques et des activités d'adaptation en matière de changements climatiques et continue de participer à des initiatives d'adaptation aux changements climatiques avec tous les paliers de gouvernement. 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 réglementaire approuvé par la CEO.

La production de base excédentaire pose toujours problème en Ontario quand l'offre d'électricité est supérieure à la demande. Pour gérer cette situation, la SIERE pourrait forcer OPG à réduire la production hydroélectrique. Un compte réglementaire autorisé par la CEO permet d'atténuer l'incidence financière de la perte de production d'électricité dans des conditions 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 réfection de la centrale Darlington, de la réfection future des centrales Bruce et de la fermeture éventuelle de la centrale Pickering.

Relations avec la main-d'œuvre

Au 31 décembre 2017, environ 88 % de la main-d'œuvre permanente d'OPG était représentée par un syndicat. Les conventions collectives avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique et The Society doivent être renouvelées en 2018. Il existe un risque qu'OPG n'arrive pas à négocier des niveaux de rémunération pour les employés syndiqués qui correspondent aux niveaux recouvrables prévus par la décision de 2017 de la CEO.

La convention collective d'OPG avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique arrive à échéance le 31 mars 2018, et les négociations en vue du renouvellement ont commencé au début de 2018. Une interruption de travail pourrait avoir des répercussions sur la situation financière et la réputation d'OPG. OPG a prévu des plans d'urgence pour minimiser l'incidence d'une interruption de travail.

La convention collective d'OPG avec The Society arrive à échéance le 31 décembre 2018, et les négociations en vue du renouvellement devraient débuter au milieu de 2018. Les parties n'ont pas de droit de grève ou de lock-out. Si les parties n'arrivent pas à une entente, les modalités de la nouvelle convention collective pourraient être imposées dans le cadre d'un processus de médiation ou d'arbitrage.

Ressources humaines

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. OPG continue d'être exposée au risque associé à la présence et à la 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. 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.

Santé et sécurité

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 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. La Société travaille aussi avec des tierces parties stratégiques pour la comparaison et l'audit du système. Elle veille ainsi à ce que son système de gestion de la sécurité donne les résultats escomptés et tire parti au maximum de la possibilité d'intégrer des améliorations au programme.

Environnement

Les activités et les centrales d'OPG sont assujetties à des obligations de conformité environnementale aux niveaux municipal, provincial et fédéral, notamment en ce qui concerne la protection des terres, de l'eau, de l'air, des organismes vivants et des systèmes naturels. Le défaut de se conformer aux lois environnementales applicables pourrait donner lieu à des mesures coercitives, à des mesures de remise en état ou à la restriction des activités. Des changements aux obligations de conformité peuvent donner lieu à de nouvelles exigences opérationnelles et à une hausse des coûts.

OPG compte sur un système de gestion environnementale certifié ISO 14001 pour gérer ses responsabilités environnementales. Pour en savoir plus, se reporter à la rubrique *Activités de base, stratégie et perspectives* sous *Performance environnementale*.

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 une priorité 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, sur l'équipement et sur le marché de l'électricité. OPG utilise une analyse fondée sur le risque pour déterminer l'ampleur des mesures d'adaptation requises pour réduire l'incidence des changements climatiques sur ses activités, et collabore avec tous les paliers de gouvernement et avec des intervenants du secteur pour améliorer la résilience de l'infrastructure d'électricité.

Poursuite des activités et gestion des situations d'urgence

OPG peut être exposée à des catastrophes naturelles, des aléas technologiques ou des accidents d'origine humaine, y compris à des événements importants pour lesquels elle ne serait pas pleinement assurée ou indemnisée. Ces risques pourraient 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, afin d'assurer la continuité des fonctions essentielles de la Société. 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 travailleurs 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

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. 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.

Réfection de la centrale Darlington

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 réfection 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 des unités après leur réfection. L'incapacité de remettre à neuf les unités comme prévu pourrait inciter la Province à se retirer des activités de réfection subséquentes. OPG continue d'appliquer les leçons apprises dans la réalisation de l'unité 2 à la planification des prochaines unités.

OPG gère et atténue un certain nombre de risques spécifiques au projet de réfection 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.

OPG gère systématiquement tous les risques associés au projet par de solides pratiques de gestion des risques pour que les livrables soient prêts à temps et selon le budget, sans sacrifier la qualité. OPG a exécuté une phase de planification détaillée du projet sur cinq ans, de manière à déterminer l'envergure du projet et à estimer les coûts avec rigueur. Au cours de cette phase, OPG a aussi tenu compte des leçons tirées de la réfection d'autres centrales nucléaires et de la réalisation de vastes projets complexes. La phase de planification a compris la conception détaillée de la réfection 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 réfection des unités.

Une grande partie des travaux de réfection de la centrale Darlington est réalisée par 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 que des lacunes de capacité d'exécution et de performance des fournisseurs compromettent les objectifs et les livrables du projet. 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. La stratégie de gestion des risques d'OPG prévoit de tenir les sous-traitants responsables de la sécurité de leurs activités au moyen de mesures incitatives et de mesures dissuasives. Les mesures d'atténuation des risques comprennent :

- des activités collaboratives de formation et de planification avec les fournisseurs au sujet de la sécurité en milieu de travail;
- un programme d'amélioration de la performance humaine;

- une présence accrue du personnel de supervision sur le terrain;
- une collaboration avec Bruce Power pour simplifier les processus et alléger le fardeau des fournisseurs.

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.

La direction et le conseil d'administration de la Société ont fait appel à un sous-traitant indépendant, chargé de la surveillance de la phase d'exécution du projet.

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

OPG, appuyée par les municipalités de Bruce County, propose 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, OPG maintient son engagement envers la Nation Ojibway Saugeen d'obtenir l'appui nécessaire au projet et de formuler une réponse à la demande d'août 2017 de la ministre de l'Environnement et du Changement climatique (Canada). La durée et l'issue du processus communautaire de la Nation Ojibway Saugeen et de la décision de la ministre au terme de l'évaluation environnementale sont incertaines.

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.

Réglementation des tarifs

Il existe un risque que les tarifs réglementés établis par la CEO ne permettent pas de recouvrer les coûts réels 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 réductions de coûts pour satisfaire aux facteurs de productivité supplémentaire approuvés par la CEO 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 auprès des clients.

Certains écarts entre les éléments des besoins en revenus approuvés par la CEO et les résultats réels d'OPG sont comptabilisés dans les comptes réglementaires autorisés par la CEO en vue de l'examen futur de la CEO. Certains de ces comptes peuvent faire l'objet d'un examen du critère de prudence de la CEO. Il existe une incertitude associée aux résultats des futures instances quant au recouvrement ou au remboursement de ces soldes.

Conformément aux exigences du *Règlement de l'Ontario 53/05*, une partie des besoins de revenus annuels approuvés par la CEO durant la période de réfection de la centrale Darlington peut être reportée pour rentrée future, afin que les variations annuelles des tarifs réglementés pondérés en fonction de la production d'OPG soient plus stables. Il existe un risque 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 réfection 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. Ainsi, OPG a demandé à la CEO de reconsidérer l'incidence de cette situation sur ses données sur le crédit au moment d'appliquer son approche de nivellement des tarifs réglementés d'OPG.

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 jusqu'à un certain maximum. 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. Les évaluations actuarielles futures pourraient faire augmenter 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. 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.

Passifs nucléaires et Fonds distincts nucléaires

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 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 approuvée par la Province en décembre 2016, dans le cadre du plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA. Un plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA établit les cotisations qu'OPG doit verser aux Fonds distincts nucléaires. Selon le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA, OPG n'est pas tenue à l'heure actuelle de verser des cotisations dans les Fonds distincts nucléaires. Des cotisations pourraient être requises dans l'avenir si les Fonds distincts nucléaires sont sous-capitalisés au moment de la mise à jour du prochain plan de référence de l'ONFA.

Les Fonds nucléaires distincts sont gérés de façon distincte en vertu de l'ONFA pour financer les dépenses liées à la gestion à long terme des déchets et du combustible irradié et les dépenses liées au déclasserement. 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. 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. Le rendement de ces fonds distincts est tributaire de la conjoncture actuelle et future des marchés des capitaux. La composition de l'actif des Fonds est établie conjointement par OPG et la Province conformément à l'ONFA.

Aux termes de l'ONFA, OPG assume le risque de marché lié à la tranche des Fonds distincts nucléaires mise de côté pour :

- le déclasserement des centrales nucléaires;
- la gestion à long terme du combustible irradié en excédent des premiers 2,23 millions de grappes et des déchets radioactifs de faible activité et de moyenne activité après la fermeture de leur centrale nucléaire respective.

Conformément à la méthode de recouvrement des coûts approuvée par la CEO, le rendement de la portion des Fonds distincts nucléaires attribuée aux centrales nucléaires Bruce dépend du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce. En fonction de la situation de capitalisation des fonds dont il est question plus loin, le bénéfice d'OPG est 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 approuvée par la CEO.

Comme il a été dit à la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques* sous *Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires*, OPG limite le montant des actifs des Fonds distincts nucléaires qui est comptabilisé au bilan à la valeur actuelle du passif sous-jacent de capitalisation pendant le cycle de vie selon le plan de référence le plus récent approuvé en vertu de l'ONFA, parce qu'OPG n'est pas autorisée à retirer des montants excédentaires des Fonds distincts nucléaires. Une diminution des Fonds distincts nucléaires attribuables aux conditions du marché aurait pour effet de faire baisser les surplus de chaque fonds avant d'avoir une incidence sur le bénéfice net d'OPG. Ainsi, l'incidence sur l'état des résultats du risque lié au taux de rendement est atténuée lorsque les Fonds distincts nucléaires sont entièrement capitalisés ou surcapitalisés.

Production liée par contrat

Les centrales de la Société exploitées aux termes d'une CAE avec la SIERE ou de tout autre contrat à long terme sont assujetties à plusieurs obligations, notamment des cibles de disponibilité et des obligations d'approvisionnement liant les unités au marché de la SIERE pendant des plages horaires spécifiées, comme le prévoit leur contrat respectif. En cas de manquement à ces obligations contractuelles, OPG pourrait encourir des pénalités allant jusqu'à la résiliation des contrats des centrales en défaut. Ce risque est atténué par des programmes d'entretien et des programmes d'investissement, entre autres programmes, et par des processus internes visant à communiquer et à s'informer sur les obligations contractuelles et les jalons, ainsi qu'à gérer et faire le suivi de ces derniers.

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. Bien qu'OPG prévoie que ces 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. La CAE visant la centrale à la biomasse de Thunder Bay est le premier de ces contrats qui arrivera à échéance, au début de 2020.

Marché de l'électricité de l'Ontario

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 SIERE est dans les étapes préliminaires d'un programme de renouvellement du marché, une série d'initiatives coordonnées qui devrait déboucher sur une refonte en profondeur du marché de l'électricité en Ontario et qui pourrait avoir une incidence sur OPG, selon le modèle de marché qui sera adopté. L'objectif de la SIERE est que le programme de renouvellement du marché permet d'améliorer la tarification, l'horaire et l'approvisionnement de l'électricité afin de répondre au besoin du réseau d'électricité et de ses participants de façon fiable, transparente et efficace, à faible coût. OPG participe activement au programme de renouvellement du marché comme partie prenante et continue de collaborer avec la SIERE.

Propriété provinciale

La Province détient la totalité des actions ordinaires et des actions de catégorie A 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. Ces décisions comprennent celles qui se rapportent au développement de projets, au calendrier et à la stratégie à l'égard des demandes de tarifs réglementés, aux acquisitions et dessaisissement d'actifs, ainsi qu'à la structure financière et du capital. OPG pourrait donc être tenue d'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. 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.

Liquidités

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 réfection de la centrale Darlington. De plus, la Société a d'autres dépenses importantes comme les cotisations aux régimes de retraite, les paiements des prestations d'avantages complémentaires de retraite et autres avantages du personnel, le financement des activités courantes, le remboursement de dettes à l'échéance, l'achat de titres de créance subordonnés émis par la Fiducie pour des frais d'électricité équitables et les investissements dans de nouvelles capacités de production et d'autres possibilités de développement 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. Plusieurs facteurs pourraient nuire à la capacité de la Société à obtenir un financement par emprunt suffisant et économique, notamment les conditions du marché des capitaux et de l'économie en général, l'environnement de réglementation en Ontario, les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société, et les notations de crédit attribuées à la Société par les agences de notation.

La rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement* traite plus en détail des liquidités de l'entreprise.

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.

	2018	2019	2020
Besoins en combustible estimatifs couverts ¹	73 %	68 %	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 des tarifs. 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 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 2017, OPG avait des contrats de change à terme en cours d'un notional de 5 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. En 2017, l'utilisation de la VaR a fluctué dans une fourchette s'échelonnant de 0,1 million à 0,4 million de dollars, comparativement à une fourchette de néant à 1,5 million de dollars en 2016.

Crédit

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.

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 2017 :

Notation de crédit ¹	Toutes les contreparties		Contreparties les plus importantes	
	Nombre de contreparties ²	Risque possible ³ (en millions de dollars)	Nombre de contreparties	Risque possible (en millions de dollars)
Qualité supérieure SIERE ⁴	15 1	18 354	5 1	14 354
Total	16	372	6	368

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 à court terme 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.

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.

Modifications législatives des gouvernements

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, le marché de l'électricité de l'Ontario, ainsi que la fiscalité. Les organismes de réglementation peuvent modifier la réglementation ou les règles, ou en adopter de nouvelles, 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 sur les actifs.

La prochaine élection provinciale en Ontario aura lieu en juin 2018 et les tarifs de l'électricité font partie intégrante de la plateforme politique de tous les principaux partis. Les résultats de l'élection pourraient se traduire par des modifications législatives importantes, qui auraient des répercussions sur OPG.

Pour atténuer les risques liés à la législation, OPG surveille 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.

Litiges

OPG ou ses filiales sont parties à diverses autres actions en justice couvrant un large ensemble de questions soulevées dans le cours normal de leurs affaires. Chacune de ces questions est assujettie à diverses incertitudes et certaines d'entre elles pourraient être résolues défavorablement. La Société est d'avis que la résolution de ces questions ne devrait pas avoir d'incidence néfaste importante sur sa situation financière. Pour plus de détails, se reporter à la note 16 des états financiers consolidés audités de 2017 d'OPG, sous *Litiges*.

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 clients d'électricité ontariens, les collectivités locales, les organismes gouvernementaux et des partenaires comme les collectivités autochtones.

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.

Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables

La réputation d'OPG pourrait être compromise en raison de sa participation en tant que gestionnaire des services financiers, en vertu de la Loi pour des frais d'électricité équitables, et de l'opinion des parties prenantes sur cette participation.

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 su collaborer avec les collectivités autochtones pour résoudre un certain nombre des griefs. 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.

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 :

<i>(en millions de dollars)</i>	2017		2016	
	Revenus	Charges	Revenus	Charges
Hydro One				
Ventes d'électricité	8	-	6	-
Services	1	10	1	5
Dividendes	7	-	6	-
Province d'Ontario				
Variation du montant du Fonds distinct de déclassement à payer à la Province ¹	-	456	-	192
Variation du montant du Fonds distinct pour combustible irradié à payer à la Province ¹	-	591	-	235
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	110	-	120
Commission de garantie de l'ONFA	-	8	-	8
Autres	-	2	-	-
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts liés à la production	-	216	-	203
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	-	158	-	169
Impôts sur les bénéfices, déduction faite des crédits d'investissement	-	246	-	104
SIERE				
Revenus liés à la production d'électricité	4 802	-	5 082	-
Revenus tirés de Fair Hydro Trust	1	-	-	-
	4 819	1 797	5 095	1 036

¹ Les Fonds distincts nucléaires sont présentés aux bilans consolidés, 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 2017 et 2016, les Fonds distincts nucléaires étaient présentés, déduction faite des montants à payer à la Province respectivement de 4 462 millions de dollars et 3 415 millions de dollars.

Les montants à recevoir, les créances de financement, 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>	31 décembre	
	2017	2016
Montants à recevoir de parties liées		
Hydro One	1	1
SIERE – montants à recevoir liés à l'électricité	354	421
SIERE – Fair Hydro Trust ¹	7	-
SFIEO	-	1
PEC	4	4
Province d'Ontario	3	2
Créances de financement		
SIERE – Fair Hydro Trust	1 179	-
Titres disponibles à la vente		
Actions de Hydro One	188	212
Créditeurs et charges à payer		
Hydro One	1	-
SFIEO	52	61
Province d'Ontario	9	2
SIERE – montants à payer liés à l'électricité	5	2
SIERE – Fair Hydro Trust	3	-
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)		
Billets à payer à la SFIEO	3 195	3 295

¹ Le solde comprend des revenus non facturés.

OPG peut détenir des obligations de la province d'Ontario et des bons du Trésor dans les Fonds distincts nucléaires et dans la caisse du régime de retraite agréé d'OPG. Au 31 décembre 2017, les Fonds distincts nucléaires détenaient 1 502 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (1 650 millions de dollars en 2016) et 9 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (2 millions de dollars en 2016). Au 31 décembre 2017, la caisse du régime de retraite agréé détenait 1 million de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (271 millions de dollars en 2016). Ces obligations et ces bons du Trésor de la province d'Ontario sont négociés en Bourse et sont évalués à la juste valeur. OPG supervise la gestion des placements des Fonds distincts nucléaires conjointement avec la Province.

En décembre 2017, Fair Hydro Trust a acquis une première tranche de participation d'investissement de la SIERE pour un montant de 1,18 milliard de dollars, qui a été classée dans les créances de financement au bilan consolidé d'OPG. La transaction a été réglée en trésorerie, au moyen du produit de l'émission de titres de créances de premier rang par la Fiducie à des tiers et de l'émission de la créance subordonnée d'OPG. Selon le règlement général de la Loi pour des frais d'électricité équitables, la SIERE se retrouve dans l'obligation de payer et de verser les coûts de possession de la Fiducie, sauf le remboursement du principal de toute obligation financière, et ce, jusqu'au 31 juillet 2021. Dès le 1^{er} mai 2021, des consommateurs déterminés seront facturés par leur entreprise de distribution locale un montant se rapportant à l'ajustement pour l'énergie propre servant à rembourser les coûts de possession de la Fiducie. Les fonds amassés seront versés à la Fiducie par l'entremise de la SIERE et serviront à régler toutes les charges liées au financement ainsi que les autres charges liées à la Fiducie sous-tendant les créances de financement.

Au 31 décembre 2017, le bilan consolidé d'OPG comprenait environ 7 millions de dollars de revenus non facturés par la SIERE, principalement pour les honoraires généraux de 2017 d'OPG à titre de gestionnaire des services financiers, en vertu de la Loi, relativement aux coûts engagés par des tiers et à certains coûts de main-d'œuvre directe.

La Province a fourni une garantie limitée à des créanciers particuliers de Fair Hydro Trust. La garantie limitée serait déclenchée dans l'éventualité où la capacité de la Fiducie à recevoir des montants à l'égard de la participation d'investissement afin de payer certaines obligations de financement se verrait compromise en raison d'une ou de plusieurs des raisons suivantes : la Province apporte des changements à la Loi pour des frais d'électricité équitables ou à tout autre loi ou règlement; la Province entreprend d'apporter d'importants changements au marché de l'électricité d'Ontario; ou un tribunal déclare que cette loi n'est pas valide ou qu'elle est inconstitutionnelle.

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 2017 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 2017.

QUATRIÈME TRIMESTRE

Analyse des résultats d'exploitation

<i>(en millions de dollars) (non audité)</i>	Trimestres clos les 31 décembre	
	2017	2016
Revenus	1 619	1 388
Charges liées au combustible	171	186
Marge brute	1 448	1 202
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	770	686
Amortissement	162	316
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	251	233
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(222)	(126)
Revenus tirés de Fair Hydro Trust	(1)	-
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	(9)	(9)
Impôts fonciers	10	11
Restructuration	-	6
	961	1 117
Bénéfice avant autres pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	487	85
Autres pertes	1	6
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	486	79
Intérêts débiteurs, montant net	39	28
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	447	51
Impôts sur les bénéfices	81	59
Bénéfice net (perte nette)	366	(8)
Bénéfice net (perte nette) attribuable à l'actionnaire	362	(13)
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	4	5

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire s'est établi à 362 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2017, contre une perte nette de 13 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2016.

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices pour le quatrième trimestre de 2017 s'est établi à 486 millions de dollars, en hausse de 407 millions de dollars par rapport au bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices de 79 millions de dollars enregistré à la période correspondante de 2016. 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 :

- Les revenus des secteurs Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée d'environ 480 millions de dollars comptabilisés au quatrième trimestre de 2017 pour refléter la décision de décembre 2017 de la CEO concernant la demande d'OPG de nouveaux tarifs réglementés, avec une date de prise d'effet rétroactive au 1^{er} juin 2017.
- La hausse des revenus de 77 millions de dollars du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée, principalement en raison de la hausse des revenus tirés des Fonds distincts nucléaires, partiellement contrebalancée par une augmentation de la charge de désactualisation sur les passifs nucléaires. La hausse des revenus tirés des Fonds distincts nucléaires reflète une diminution des revenus comptabilisés au quatrième trimestre de 2016 pour tenir compte d'un ajustement comptable visant à limiter la valeur des actifs des Fonds distincts nucléaires à celle des passifs de financement sous-jacents conformément au plan de référence de 2017 de l'ONFA, ainsi que des revenus comptabilisés au quatrième trimestre de 2017 au taux de croissance de la valeur actualisée des passifs de financement qui sont supérieurs aux revenus tirés

des rendements sur le marché des actifs des fonds et, pour une partie du Fonds pour combustible irradié, au taux de rendement garanti de la Province au quatrième trimestre de 2016. La hausse de la charge de désactualisation s'explique principalement par l'incidence d'ajustements aux passifs nucléaires comptabilisés à la fin de 2015 et à la fin 2016 qui n'est plus contrebalancée par des comptes réglementaires, puisque cette incidence est prise en compte dans la décision de la CEO sur les nouveaux tarifs réglementés et, par conséquent, l'augmentation rétrospective correspondante des revenus est comptabilisée dans le secteur de la Production nucléaire réglementée au quatrième trimestre de 2017.

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

- La baisse d'environ 55 millions de dollars des revenus tirés des tarifs réglementés pour la production nucléaire de base, contrebalancée en partie par une diminution de 9 millions de dollars des charges au titre du combustible nucléaire, qui reflète une baisse de 0,9 TWh de la production d'électricité du secteur Production nucléaire réglementée. La baisse de la production nucléaire s'explique surtout par le plus grand nombre de jours d'interruption planifiée à la centrale Pickering en 2017, ainsi que par la réfection de l'unité 2 à la centrale Darlington, qui a commencé à la mi-octobre 2016 et qui s'est poursuivie pendant toute l'année 2017.
- L'augmentation de 84 millions de dollars des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, principalement dans le secteur Production nucléaire réglementée, qui reflète les dépenses prévues pour les activités de maintenance en cours dans les centrales nucléaires et la hausse des coûts liés aux projets nucléaires.

L'augmentation des revenus au quatrième trimestre de 2017, en comparaison de la période correspondante de 2016, a été partiellement contrebalancée par l'incidence de l'expiration, le 31 décembre 2016, des avenants tarifaires portant sur le recouvrement des soldes des comptes réglementaires approuvés par la CEO. Cette incidence a été en grande partie contrebalancée par une baisse de la charge d'amortissement liée aux soldes des comptes réglementaires.

L'augmentation de la charge d'impôts au quatrième trimestre de 2017, en regard du trimestre correspondant de 2016, s'explique principalement par une hausse du bénéfice avant impôts, partiellement contrebalancée par une hausse des charges d'impôts reportées dans les actifs réglementaires en 2017.

Prix de vente moyens

Le prix de vente moyen du secteur Production nucléaire réglementée pour le quatrième trimestre de 2017 s'est élevé à 11,0 ¢/kWh, comparativement à 6,9 ¢/kWh pour le trimestre correspondant de 2016. La hausse du prix de vente moyen est surtout attribuable aux revenus liés à la période allant du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2017 qui ont été comptabilisés au quatrième trimestre de 2017 pour refléter la décision de décembre 2017 de la CEO sur les nouveaux tarifs réglementés. Comme ces revenus additionnels reflètent l'incidence d'une hausse rétrospective des tarifs réglementés pour une période de sept mois en 2017, le prix de vente moyen du secteur Production nucléaire réglementée sera plus bas en 2018 qu'au quatrième trimestre de 2017. L'expiration d'un avenant tarifaire sur la production nucléaire autorisé par la CEO de 10,84 \$/MWh portant sur le recouvrement de soldes des comptes réglementaires le 31 décembre 2016 a partiellement contrebalancé la hausse du prix de vente moyen pour le quatrième trimestre de 2017 par rapport à la période correspondante de 2016.

Le prix de vente moyen du secteur Production hydroélectrique réglementée au quatrième trimestre de 2017 s'est chiffré à 4,3 ¢/kWh, comparativement à 4,4 ¢/kWh pour la période correspondante de 2016. La diminution du prix de vente moyen s'explique principalement par l'expiration d'un avenant tarifaire sur la production hydroélectrique autorisé par la CEO de 3,19 \$/MWh portant sur le recouvrement de soldes des comptes réglementaires le 31 décembre 2016.

Production d'électricité

La production d'électricité d'OPG pour les trimestres clos les 31 décembre 2017 et 2016 s'est établie comme suit :

(TWh)	Trimestres clos les 31 décembre	
	2017	2016
Production nucléaire réglementée	10,1	11,0
Production hydroélectrique réglementée	7,2	6,7
Portefeuille de production liée par contrat ¹	0,8	0,6
Total de la production d'électricité d'OPG	18,1	18,3
Total de la production d'électricité par les autres producteurs d'électricité de l'Ontario ²	18,8	18,9

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 diminution de 0,2 TWh de la production d'électricité d'OPG au quatrième trimestre de 2017, par rapport au quatrième trimestre de 2016, est essentiellement due à la baisse de la production d'électricité du secteur Production nucléaire réglementée de 0,9 TWh. Cette baisse s'explique surtout par le plus grand nombre de jours d'interruption planifiée à la centrale Pickering en 2017, ainsi que par la réfection de l'unité 2 à la centrale Darlington, qui a commencé à la mi-octobre 2016 et qui s'est poursuivie pendant toute l'année 2017. La baisse a été en grande partie compensée par la hausse de la production des secteurs Production hydroélectrique réglementée et Portefeuille de production liée par contrat, qui découle essentiellement des débits d'eau plus importants principalement dans les réseaux hydrographiques de l'est et du nord-est de l'Ontario.

La demande d'électricité en Ontario comme présentée par la SIERE a été de 33,6 TWh au quatrième trimestre de 2017, contre 33,2 TWh au quatrième trimestre de 2016. La demande d'électricité en Ontario ne tient pas compte des exportations d'électricité hors de la province.

Sources de liquidités et de capital

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour le trimestre clos le 31 décembre 2017 ont atteint 246 millions de dollars, comparativement à 606 millions de dollars pour la période correspondante de 2016. La diminution est principalement imputable à la baisse des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et à la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration au quatrième trimestre de 2017. La baisse des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation reflète surtout l'expiration, le 31 décembre 2016, des avenants tarifaires portant sur le recouvrement des soldes des comptes réglementaires approuvés par la CEO. La baisse a été partiellement contrebalancée par la diminution des cotisations aux Fonds distincts nucléaires.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2017 ont atteint 1 758 millions de dollars, comparativement à 666 millions de dollars pour la période correspondante de 2016. La hausse des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement s'explique principalement par l'acquisition, par la Fiducie, de la première tranche de la participation d'investissement de la SIERE en décembre 2017.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour le trimestre clos le 31 décembre 2017 ont atteint 1 466 millions de dollars, alors que des flux de trésorerie de 180 millions de dollars avaient été affectés aux activités de financement pour le trimestre clos le 31 décembre 2016. L'augmentation des flux de trésorerie provenant des activités de financement s'explique principalement par l'émission de billets de premier rang de la Fiducie et d'actions de catégorie A en décembre 2017 et par la hausse de l'émission nette de billets à court terme et de titres d'emprunt à long terme au quatrième trimestre de 2017.

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 annuels 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>	2017	2016	2015
Revenus	5 158	5 653	5 476
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	860	436	402
Bénéfice par action attribuable à l'actionnaire <i>(en dollars)</i>	3,35 \$	1,70 \$	1,57 \$
Total de l'actif	48 822	44 372	44 250
Total du passif à long terme	34 933	31 460	32 404
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation <i>(en millions)</i>	256,7	256,3	256,3

Informations financières trimestrielles

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i> (non audité)	Trimestres clos en 2017				
	31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	Total
Revenus	1 619	1 217	1 146	1 176	5 158
Bénéfice net	366	140	307	68	881
Moins : bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	4	9	4	4	21
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	362	131	303	64	860
Bénéfice par action attribuable à l'actionnaire <i>(en dollars)</i>	1,41 \$	0,51 \$	1,18 \$	0,25 \$	3,35 \$

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
Bénéfice net (perte nette)	(8)	198	135	128	453
Moins : bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	5	4	3	5	17
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	(13)	194	132	123	436
Bénéfice par action attribuable à l'actionnaire (en dollars)	(0,05) \$	0,76 \$	0,51 \$	0,48 \$	1,70 \$

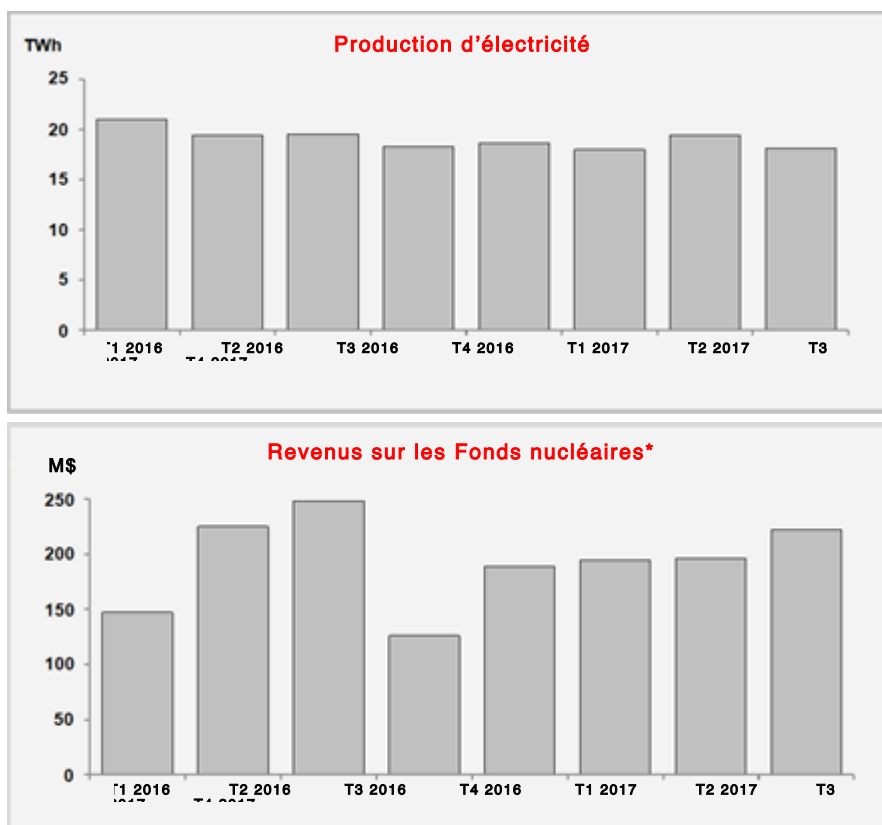
Tendances

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 prise en compte dans les tarifs réglementés approuvés par la CEO et les débits d'eau réels sont atténuées par les comptes réglementaires autorisés par la CEO.

Le cycle d'interruptions de chaque centrale nucléaire d'OPG établit le nombre et la fréquence des interruptions planifiées dans une année donnée. Le cycle d'interruptions a pour objet de veiller à la sécurité et à la fiabilité à long terme de l'exploitation de la centrale et à sa conformité avec les exigences réglementaires de la CCSN. La fréquence des interruptions planifiées dans le cadre du cycle d'interruptions peut entraîner de la variabilité dans les résultats d'exploitation d'OPG d'un exercice à l'autre, et ainsi avoir une incidence sur les revenus et les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. En outre, 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, mais n'est pas un facteur important de la variabilité des résultats sur un exercice complet.

La production d'électricité d'OPG a diminué en 2017 en raison de l'interruption pour la réfection de l'unité 2 de la centrale Darlington, qui a commencé en octobre 2016 et devrait se poursuivre jusqu'au début de 2020.

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. La volatilité du rendement des Fonds distincts nucléaires est atténuée parce que les Fonds sont entièrement capitalisés.



* déduction faite du compte d'écarts réglementaires.

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>	2017	2016
RCP compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu		
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	860	436
Divisé par les capitaux propres moyens attribuables à l'actionnaire, compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu	11 351	10 442
RCP compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu (en pourcentage)	7,6	4,2

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>	2017	2016
Flux de trésorerie d'exploitation avant intérêts		
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	944	1 817
Ajouter : intérêts payés	258	269
Déduire : intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels	(162)	(141)
Déduire : variation des soldes du fonds de roulement hors caisse	(54)	(180)
Flux de trésorerie d'exploitation avant intérêts	986	1 765
Intérêts débiteurs ajustés		
Intérêts débiteurs, montant net	95	120
Ajouter : intérêts créditeurs	9	7
Ajouter : intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels	162	141
Ajouter : intérêts liés aux actifs et aux passifs réglementaires	30	30
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 ¹	-	45
Intérêts débiteurs ajustés	296	343
Couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation (nombre de fois)	3,3	5,1

¹ Une valeur de néant est utilisée lorsque les intérêts sur les obligations au titre des prestations projetées pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite sont égaux ou inférieurs au rendement prévu des actifs des régimes de retraite.

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 réfection de la centrale Darlington et des coûts liés à d'autres projets de développement de la capacité de production, de l'incidence des comptes 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 des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique (à l'exclusion de l'incidence des comptes réglementaires) et les dépenses en immobilisations (à l'exclusion du projet de réfection 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.

Le coût total de la production de l'entreprise par MWh est mesuré comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2017	2016
Coût total de la production de l'entreprise		
Total des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 824	2 747
Total des charges liées au combustible	689	727
Total des dépenses en immobilisations	1 926	1 704
Déduire : coûts en capital de réfection de la centrale Darlington et charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	(1 285)	(1 022)
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	(65)	(163)
(Déduire) ajouter : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et charges liées au combustible reportées dans (remboursables à même) les comptes réglementaires	(1)	62
Déduire : charges au titre du combustible nucléaire des centrales qui ne sont pas exploitées par OPG	(57)	(67)
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	69	49
Déduire : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration auxiliaires liées aux activités de production d'électricité	(18)	(28)
Autres ajustements	(43)	(19)
	4 039	3 990
Production d'électricité ajustée (TWh)		
Total de la production d'électricité d'OPG	74,1	78,2
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	5,6	4,1
	79,7	82,3
Coût total de la production de l'entreprise par MWh (\$/MWh)¹	50,66	48,45

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 réfection de la centrale de Darlington, de l'incidence des comptes 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 réglementaires) et les dépenses en immobilisations du secteur Production nucléaire réglementée (à l'exclusion des coûts du projet de réfection 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 pour les exercices clos les 31 décembre :

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2017	2016
Coût total de la production nucléaire		
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Production d'énergie nucléaire réglementée	2 293	2 210
Charges liées au combustible du secteur Production nucléaire réglementée	284	315
Dépenses en immobilisations du secteur Production nucléaire réglementée	1 631	1 338
Déduire : coûts en capital de réfection de la centrale Darlington et charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	(1 285)	(1 022)
Ajouter : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et charges liées au combustible reportées dans les comptes réglementaires du secteur Production nucléaire réglementée	35	81
Déduire : charges au titre du combustible nucléaire des centrales qui ne sont pas exploitées par OPG	(57)	(67)
Déduire : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration auxiliaires liées aux activités de production du secteur Production nucléaire réglementée	(6)	(10)
Autres ajustements	(10)	(4)
	2 885	2 841
Production d'électricité nucléaire (TWh)	40,7	45,6
Coût total de la production nucléaire par MWh (\$/MWh)¹	70,95	62,30

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 réglementaires et des dépenses auxiliaires liées aux activités de production hydroélectrique), 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 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., au projet d'aménagement de la centrale Ranney Falls et aux autres projets de développement de la capacité hydroélectrique) engagés au cours de la période, divisés par le total de la production hydroélectrique, majorés 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 pour les exercices clos les 31 décembre :

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	2017	2016
Coût total de la production hydroélectrique		
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Production hydroélectrique réglementée	330	325
Charges liées au combustible du secteur Production hydroélectrique réglementée	351	353
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Portefeuille de production liée par contrat	169	178
Charges liées au combustible du secteur Portefeuille de production liée par contrat	53	58
Dépenses en immobilisations des secteurs Production hydroélectrique réglementée et Portefeuille de production liée par contrat	221	330
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	(63)	(158)
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	(166)	(177)
Déduire : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et charges liées au combustible remboursables à même les comptes réglementaires du secteur Production hydroélectrique réglementée	(36)	(24)
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	69	49
Autres ajustements	(1)	(1)
	927	933
Production hydroélectrique ajustée (TWh)		
Production hydroélectrique réglementée	30,7	29,5
Production d'électricité du secteur Portefeuille de production liée par contrat	2,7	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, y compris la quote-part d'OPG de la production d'électricité provenant des installations détenues en copropriété	5,5	4,0
	38,9	36,6
Coût total de la production hydroélectrique par MWh (\$/MWh)¹	23,79	25,49

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

webmaster@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 et du rapport de gestion annuels 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 »). 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 2017. 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.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'J Lyash', with a long horizontal flourish extending to the right.

Jeff Lyash (signé)

Président et chef de la direction

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Ken Hatwick', with a long horizontal flourish extending to the right.

Ken Hatwick (signé)

*Chef des finances et vice-président principal
– Finances*

Le 8 mars 2018

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 2017 et 2016, 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

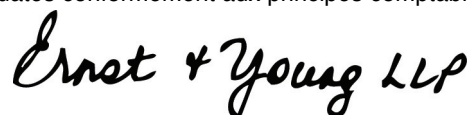
Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifions et réalisons 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 2017 et 2016, 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. (signé)

Comptables professionnels agréés
Experts-comptables autorisés

Toronto, Canada

Le 8 mars 2018

ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre		
<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>		
	2017	2016
Revenus	5 158	5 653
Charges liées au combustible	689	727
Marge brute	4 469	4 926
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 824	2 747
Amortissement <i>(note 4)</i>	679	1 257
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires <i>(note 8)</i>	960	929
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires <i>(note 8)</i>	(801)	(746)
Revenus tirés de Fair Hydro Trust <i>(note 17)</i>	(1)	-
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	(38)	(37)
Impôts fonciers	40	46
Restructuration	-	6
	3 663	4 202
Bénéfice avant autres gains, intérêts et impôts sur les bénéfices	806	724
Autres gains <i>(note 4)</i>	379	17
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	1 185	741
Intérêts débiteurs, montant net <i>(note 6)</i>	95	120
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	1 090	621
Charge d'impôts <i>(note 9)</i>	209	168
Bénéfice net	881	453
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	860	436
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	21	17
Bénéfice net de base et dilué par action ordinaire <i>(en dollars) (note 15)</i>	3,35	1,70

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2017	2016
Bénéfice net	881	453
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices (note 10)		
Perte actuarielle à la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite ¹	(23)	(6)
Reclassement aux résultats de montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite ²	10	12
Reclassement aux résultats de pertes sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ³	18	19
Perte latente sur les titres disponibles à la vente ⁴	(8)	(1)
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	(3)	24
Résultat étendu	878	477
Résultat étendu attribuable à l'actionnaire	857	460
Résultat étendu attribuable à la participation sans contrôle	21	17

¹ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts respectivement de 7 millions de dollars et 2 millions de dollars pour 2017 et 2016.

² Déduction faite de charges d'impôts respectivement de 3 millions de dollars et 4 millions de dollars pour 2017 et 2016.

³ Déduction faite de charges d'impôts respectivement de 2 millions de dollars pour 2017 et 2016.

⁴ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts respectivement de 2 millions de dollars et néant pour 2017 et 2016.

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2017	2016
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	881	453
Ajustements pour les éléments hors caisse :		
Amortissement (note 4)	679	1 257
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	960	929
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(801)	(746)
Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite (note 11)	412	464
Impôts reportés	19	(36)
Réévaluation à la valeur de marché des instruments dérivés (note 12)	(3)	3
Provision pour combustible nucléaire irradié et déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité	116	118
Actifs et passifs réglementaires	(558)	(170)
Provision pour le matériel et les fournitures	33	42
Autres gains	(371)	-
Autres	1	(25)
	1 368	2 289
Cotisations aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 8)	-	(150)
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires	(313)	(275)
Remboursement des dépenses admissibles d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires	79	70
Cotisations à la caisse de retraite et charge au titre des avantages complémentaires et des régimes de retraite complémentaires	(322)	(363)
Dépenses de restructuration	(4)	(6)
Distributions reçues des participations dans des entités sous influence notable	50	52
Variation nette des autres actifs et passifs à long terme	32	20
Variation nette des soldes du fonds de roulement hors caisse (note 18)	54	180
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	944	1 817
Activités d'investissement		
Acquisition des créances de financement de Fair Hydro Trust (note 19)	(1 179)	-
Achat de titres disponibles à la vente	-	(213)
Produit tiré d'un billet de dépôt	70	110
Produit tiré de la vente d'immobilisations corporelles, montant net	484	-
Dépenses en immobilisations corporelles et en actifs incorporels	(1 853)	(1 816)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(2 478)	(1 919)
Activités de financement		
Émission d'actions de catégorie A (note 14)	519	-
Émission de titres d'emprunt à long terme d'OPG (note 6)	1 301	334
Remboursement sur la dette à long terme d'OPG	(1 103)	(273)
Émission de titres d'emprunt à long terme de Fair Hydro Trust (note 6)	601	-
Distribution versée à la participation sans contrôle	(15)	(14)
Apport en capital de la participation sans contrôle	19	-
Émission de titres d'emprunt à court terme	1 960	3 108
Remboursement sur la dette à court terme	(1 700)	(3 331)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	1 582	(176)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	48	(278)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	186	464
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	234	186

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre <i>(en millions de dollars)</i>	2017	2016
Actifs		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie ¹	234	186
Titres disponibles à la vente	188	212
Montants à recevoir de parties liées <i>(note 19)</i>	369	429
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires <i>(note 8)</i>	23	24
Stocks de combustible	309	310
Matières et fournitures	103	100
Charges payées d'avance	192	198
Autres actifs à court terme	146	298
	1 564	1 757
Immobilisations corporelles <i>(note 4)</i>	29 950	29 315
Moins : amortissement cumulé	8 628	9 317
	21 322	19 998
Actifs incorporels <i>(note 4)</i>	565	503
Moins : amortissement cumulé	432	404
	133	99
Autres actifs		
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires <i>(note 8)</i>	16 701	15 960
Créances de financement <i>(note 19)</i>	1 179	-
Matières et fournitures à long terme	355	345
Actifs réglementaires <i>(note 5)</i>	7 231	5 855
Participations dans des entités sous influence notable <i>(note 20)</i>	309	321
Autres actifs à long terme	28	37
	25 803	22 518
	48 822	44 372

¹ Comprend un montant de 4 millions de dollars faisant l'objet de restriction aux fins de Fair Hydro Trust au 31 décembre 2017 (néant au 31 décembre 2016).

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2017	2016
Passif		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer	1 228	1 164
Dette à court terme (note 7)	260	2
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 (note 6)	398	1 103
Impôts sur les bénéfices à payer	80	123
	1 978	2 404
Dette à long terme (note 6)	5 921	4 417
Autres passifs		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires (note 8)	20 421	19 484
Passifs au titre des régimes de retraite (note 11)	3 423	3 012
Passifs au titre des avantages complémentaires de retraite (note 11)	3 092	2 897
Créditeurs et charges à payer à long terme	252	213
Revenus constatés d'avance	351	298
Impôts reportés (note 9)	879	829
Passifs réglementaires (note 5)	594	310
	29 012	27 043
Capitaux propres		
Actions ordinaires ¹ (note 14)	5 126	5 126
Actions de catégorie A ² (note 14)	519	-
Bénéfices non répartis	6 396	5 534
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 10)	(295)	(295)
Capitaux propres attribuables à l'actionnaire	11 746	10 365
Capitaux propres attribuables à la participation sans contrôle (note 22)	165	143
Total des capitaux propres	11 911	10 508
	48 822	44 372

¹ 256 300 010 actions ordinaires en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars aux 31 décembre 2017 et 2016.

² 12 217 616 actions de catégorie A en circulation d'une valeur déclarée de 519 millions de dollars au 31 décembre 2017 (néant au 31 décembre 2016).

Engagements et éventualités (notes 6, 9, 11 et 16)

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 <i>(en millions de dollars)</i>	2017	2016
Actions ordinaires (note 14)	5 126	5 126
Actions de catégorie A (note 14)		
Solde au début de l'exercice	-	-
Émission d'actions de catégorie A	519	-
Solde à la fin de l'exercice	519	-
Bénéfices non répartis		
Solde au début de l'exercice	5 534	5 098
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	860	436
Reclassement de la participation sans contrôle par suite de la modification de la participation détenue (note 22)	2	-
Solde à la fin de l'exercice	6 396	5 534
Cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices		
Solde au début de l'exercice	(295)	(319)
Autres éléments du résultat étendu	(3)	24
Reclassement de la participation sans contrôle par suite de la modification de la participation détenue (note 22)	3	-
Solde à la fin de l'exercice	(295)	(295)
Capitaux propres attribuables à l'actionnaire	11 746	10 365
Capitaux propres attribuables à la participation sans contrôle		
Solde au début de l'exercice	143	140
Apport en capitaux propres de la participation sans contrôle (note 22)	21	-
Reclassement de la participation sans contrôle par suite de la modification de la participation détenue (note 22)	(5)	-
Distribution versée à la participation sans contrôle	(15)	(14)
Bénéfice attribuable à la participation sans contrôle	21	17
Solde à la fin de l'exercice	165	143
Total des capitaux propres	11 911	10 508

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016

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 » ou 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 »).

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.

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.

La Société présente actuellement une nouvelle demande de prolongation de cette dispense au-delà du 1^{er} janvier 2019.

Tous les montants en dollars sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains montants comparatifs de 2016 ont été reclassés par rapport aux états financiers antérieurement présentés afin de les rendre conformes à la présentation des états financiers consolidés de 2017.

3. PRINCIPALES MÉTHODES ET ESTIMATIONS 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.

Société de gestion des déchets nucléaires

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. 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 des opérations intersociétés, sont donc consolidés.

Fair Hydro Trust (« fiducie pour des frais d'électricité équitables » ou « Fiducie »)

Le 2 mars 2017, la Province a annoncé la mise en œuvre du plan ontarien pour l'équité dans le secteur de l'électricité visant à réduire les frais d'électricité pour tous les clients résidentiels, les fermes, les petites entreprises et les autres clients admissibles (consommateurs déterminés) de la province en refinançant une partie des coûts du rajustement global sur une période plus longue. Le rajustement 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. Le 1^{er} juin 2017, la *Loi de 2017 pour des frais d'électricité équitables de l'Ontario* (la « Loi pour des frais d'électricité équitables ») a reçu la sanction royale, et les règlements en vertu de cette loi sont entrés en vigueur en juin 2017. En vertu de la loi, à compter du 1^{er} mai 2017, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») a commencé à reporter une partie des coûts du rajustement global. La loi permet à la SIERE de transférer une partie du solde reporté à une entité de financement qui financerait le report en échange d'un droit irrévocable de recouvrer le solde et les frais de financement et autres frais connexes auprès de consommateurs déterminés dans l'avenir (« participation d'investissement »). La loi a nommé OPG à titre de gestionnaire des services financiers en vertu de la loi et a conféré au gestionnaire des services financiers des obligations légales, y compris la création d'une ou de plusieurs entités de financement qui peuvent acquérir une participation d'investissement auprès de la SIERE.

En décembre 2017, Fair Hydro Trust a été créée en tant qu'entité distincte afin de constituer l'entité de financement envisagée par la loi. Le porteur de parts majoritaire et bénéficiaire de la Fiducie est une filiale en propriété exclusive d'OPG. Immédiatement après la création de la Fiducie, OPG a conclu une convention de gestion avec la Fiducie qui confère à OPG les pouvoirs et les fonctions de gestion de la Fiducie, y compris ceux de décider de l'acquisition d'une participation d'investissement auprès de la SIERE, de négocier et d'exécuter toutes les conventions, de respecter toutes les exigences en matière de présentation de l'information et d'administrer toutes les activités quotidiennes de la Fiducie.

Afin de financer l'acquisition d'une participation d'investissement auprès de la SIERE, la Fiducie contracte des dettes de premier rang sur les marchés financiers et des dettes subordonnées auprès d'OPG. L'investissement de la Fiducie nécessite des montants de financement et d'autres frais connexes. La Fiducie dispose d'un montant de capitaux propres à risque minimal pour financer ses activités. Selon la structure de financement de la Fiducie, parallèlement à chaque émission de titres de créance de premier rang, OPG devrait acquérir des titres de créance subordonnés de la Fiducie pour un montant global ne dépassant pas 49 % de l'encours total de la dette de la Fiducie. Le niveau de subordination peut varier au fil du temps, mais doit être au moins égal à 35 % de l'encours total de la dette de la Fiducie. Environ 90 % du montant de la dette subordonnée acquise par OPG devrait être financé par des injections de capitaux propres dans OPG par la province, le reste étant financé par les fonds disponibles d'OPG.

OPG exerce un contrôle sur les principales activités de la Fiducie. La direction a conclu qu'OPG détient des droits variables dans la Fiducie, dont OPG est le principal bénéficiaire, en raison de l'obligation d'absorber les pertes par la détention de la dette subordonnée de la Fiducie. Par conséquent, les montants applicables dans les comptes de la Fiducie, après élimination des opérations intersociétés, sont consolidés.

PSS Generating Station LP

PSS Generating Station LP (« PSS ») est une société en commandite formée par OPG, Coral Rapids Power Corporation (« CRP ») et PSS Generating Station Inc. (« PSS GS Inc. »), société détenue par CRP et OPG. Les principales activités de la société en commandite sont l'aménagement, la construction, la propriété, l'exploitation et la maintenance de la centrale hydroélectrique Peter Sutherland Sr. de 28 MW sur la rivière New Post. OPG et PSS GS Inc. sont des commandités de la société en commandite, et CRP en est un commanditaire. CRP est une filiale en propriété exclusive de la Nation Taykwa Tagamou.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, PSS a commencé ses activités commerciales en comptabilisant des revenus et en éliminant son déficit. Par conséquent, PSS a satisfait au critère selon lequel elle doit avoir suffisamment de capitaux propres à risque pour lui permettre de financer ses activités, et elle a cessé d'être classée comme une EDDV. Puisque OPG est le principal bénéficiaire de PSS, elle continue de consolider PSS.

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 de clôture 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 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 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 2017, les périodes d'amortissement des immobilisations corporelles et des actifs incorporels se présentaient comme suit :

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

1 Au 31 décembre 2017, aux fins de l'amortissement, les fins de vie des centrales nucléaires Darlington, Pickering, Bruce A et Bruce B se situaient entre 2022 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.

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 économiques. OPG revoit régulièrement la durée de vie utile estimative de ses immobilisations corporelles et actifs incorporels, y compris les hypothèses de fin de vie des principaux actifs de production.

Dans le cas des centrales nucléaires exploitées par OPG, l'établissement des hypothèses de fin de vie de la centrale comprend principalement une évaluation de la durée de vie utile des principales composantes limitant la durée de vie, comme les canaux de combustible, en tenant compte des attentes quant à la capacité future d'exploitation économique et, le cas échéant, la remise en état de la centrale en vue d'une utilisation continue. La durée de vie utile prévue des principaux éléments limitant la durée de vie est établie au moyen d'évaluations techniques de leur adaptation à l'usage. Les attentes quant à la capacité future d'exploiter la centrale peuvent être influencées par les exigences du permis d'exploitation, la capacité de recouvrer les capitaux, les coûts d'exploitation et de déclassement et la politique gouvernementale, entre autres facteurs.

Bien qu'il existe un lien entre l'âge d'une centrale hydroélectrique et les dépenses en immobilisations nécessaires à son entretien, l'âge n'établit généralement pas de plafond global à la durée de vie utile prévue d'une centrale hydroélectrique. L'entretien régulier et le remplacement de certaines composantes spécifiques permettent

généralement aux centrales hydroélectriques de fonctionner pendant de très longues périodes. OPG utilise une durée de vie utile estimative ne dépassant pas 100 ans pour amortir les barrages et autres structures des grandes centrales hydroélectriques.

Les hypothèses de fin de vie des centrales thermiques sont établies en fonction de la durée de vie prévue des principales composantes de la centrale et de la capacité future d'exploitation économique prévue de la centrale en tenant compte des mécanismes de revenus disponibles.

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 54 centrales hydroélectriques 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 recouvrés 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 (« comptes réglementaires ») 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 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.

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, et des écarts entre les tarifs réglementés intermédiaires facturés aux clients pendant une période intermédiaire et les tarifs réglementés définitifs autorisés ou devant être autorisés par la CEO pour cette période afin de refléter les montants qui devraient être recouvrés ou remboursés au moyen des 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 et des hypothèses posées à l'égard des tarifs réglementés définitifs devant être autorisés par la CEO pour la période tarifaire intermédiaire. Les actifs et les passifs réglementaires pour les écarts entre les tarifs réglementés intermédiaires facturés aux clients au cours d'une période intermédiaire et les tarifs réglementés définitifs autorisés ou devant être autorisés par la CEO pour cette période 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.

Les actifs réglementaires comptabilisés par la Société 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 contre-passé, au fur et à mesure que les soldes non amortis sous-jacents sont amortis comme composantes du coût des avantages.

Depuis le 1^{er} novembre 2014, la CEO limite les montants relatifs aux coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite compris dans le calcul des besoins en revenus approuvés et des tarifs réglementés, et 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. L'écart entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établis selon la comptabilité d'engagement appliquée dans les états financiers consolidés audités et les dépenses au comptant réelles d'OPG pour ces régimes est saisi 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 pour examen futur par la CEO.

En 2017, la CEO a publié un rapport décrivant les principes directeurs et la politique sur les mécanismes de recouvrement 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 de l'Ontario. Selon le rapport, la méthode de la comptabilité d'engagement est celle qui doit être utilisée pour déterminer les montants des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite aux fins de l'établissement des tarifs, sauf si la CEO détermine que les tarifs établis selon cette méthode ne sont pas justes et raisonnables compte tenu de la situation d'un service public en particulier. Le rapport de la CEO et la décision de la CEO du 28 décembre 2017 relativement à la demande de nouveaux tarifs réglementés d'OPG exigent qu'OPG continue de comptabiliser les écarts entre les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite à payer et les paiements au comptant 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 ce que la CEO décide de l'approbation et de la mise en œuvre de la reprise du recouvrement selon la méthode de la comptabilité d'engagement pour OPG. Dans sa décision du 28 décembre 2017, la CEO a déclaré qu'elle s'attendait à ce que, en 2018, OPG dépose une demande visant l'utilisation des prochains soldes de comptes d'écarts et de report compris dans la proposition d'OPG pour 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 et la méthode de recouvrement à utiliser pour les montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite à l'avenir.

De l'avis de la Société, les décisions de la CEO de novembre 2014 et de décembre 2017 concernant les demandes de tarifs réglementés d'OPG et le rapport de la CEO de 2017 à cet effet ne constituent pas une modification de la méthode de recouvrement au moyen des tarifs des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG. 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 réglementaire pour recouvrement futur autorisé par la CEO étant donné qu'ils sont comptabilisés dans les coûts des prestations. Par conséquent, la Société continue 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.

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 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. 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 tarifs réglementés de base en vigueur au cours de la période du 1^{er} janvier 2016 au 31 mai 2017 ont été établis par la décision de novembre 2014 et l'ordonnance de décembre 2014 de la CEO, 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 avenants tarifaires liés aux comptes d'écarts et de report 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 de la plupart des comptes d'écarts et de report autorisés de la Société au 31 décembre 2014.

Le 28 décembre 2017, la CEO a rendu sa décision sur la demande d'OPG de mai 2016 visant à obtenir de nouveaux tarifs réglementés pour la période 2017-2021. La CEO a fixé au 1^{er} juin 2017 la date d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs réglementés. La décision comprenait les conclusions de la CEO en ce qui concerne les méthodes de tarification pour les installations visées, la base des intrants dans la formule de tarification incitative hydroélectrique et les éléments des besoins en revenus tirés de la production nucléaire.

Conformément à la décision, les nouveaux tarifs de base réglementés seront fixés selon une méthode de tarification incitative pour les centrales hydroélectriques et selon un cadre de réglementation incitative adaptée pour les centrales nucléaires. En ce qui a trait aux centrales hydroélectriques, les nouveaux tarifs de base réglementés pour chacune des années 2017 à 2021 seront fixés à l'aide d'une formule qui augmente annuellement les tarifs réglementés précédemment approuvés, sous réserve de certains ajustements, en fonction d'un facteur d'inflation pondéré propre à l'industrie moins l'ajustement d'un facteur de productivité supplémentaire. En ce qui concerne les centrales nucléaires, les nouveaux tarifs de base réglementés seront fixés selon une approche de nivellement des tarifs qui reporte une partie des besoins en revenus tirés de la production nucléaire approuvés en vue d'un recouvrement futur dans le compte de report lié au nivellement des tarifs autorisé par la CEO en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*, dans le but de stabiliser les variations du tarif moyen pondéré de la production nucléaire et hydroélectrique réglementée d'OPG d'une année à l'autre. Les besoins en revenus tirés de la production nucléaire pour chacune des années allant de 2017 à 2021 sont fondés sur les prévisions de charges d'exploitation approuvées par la CEO, diminuées d'un facteur de productivité supplémentaire, ainsi que sur un rendement de la base tarifaire. La différence entre la partie non reportée des besoins en revenus tirés de la production nucléaire, calculée en multipliant le tarif réglementé de base pour la production nucléaire établi selon le nivellement des tarifs et les prévisions approuvées par la CEO de la production d'électricité pour l'exercice, et le total approuvé des besoins en revenus tirés de la production nucléaire de l'exercice considéré détermine la partie des besoins en revenus reportée en vue d'un recouvrement futur dans le compte de report lié au nivellement des tarifs. Les montants comptabilisés dans le compte de report lié au nivellement des tarifs sont constatés à titre d'ajustements des revenus.

En janvier 2018, OPG a soumis à la CEO un projet d'ordonnance de paiement qui propose des tarifs réglementés de base pour la production nucléaire pour chaque exercice de la période 2017-2021 fondés sur les conclusions de la décision de décembre 2017, y compris une proposition de nivellement des tarifs, et qui calcule les tarifs réglementés de base de l'hydroélectricité pour 2017 et 2018 en tenant compte des données publiées par la CEO dans la formule de tarification approuvée. Au quatrième trimestre de 2017, OPG a enregistré des revenus nets pour la période intermédiaire du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2017 et une augmentation correspondante des actifs réglementaires nets en fonction du projet d'ordonnance de paiement qui représente la meilleure estimation par la direction de l'incidence des nouveaux tarifs de base réglementés et du nivellement des tarifs sur l'exercice 2017.

Se reporter à la note 5 pour de plus amples informations sur la décision de la CEO concernant la demande d'OPG de mai 2016 à l'égard de nouveaux tarifs réglementés et du compte de report lié au nivellement des tarifs.

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 2017, 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.

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 15 millions de dollars ont été déduits des revenus en 2017 (19 millions de dollars en 2016).

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 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, conformément aux modalités stipulées dans leurs contrats respectifs.

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, de maintenance et d'administration. Les charges variables liées aux déchets radioactifs 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 aussi 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 comptabilisée 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 non actualisés 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 du portefeuille d'actifs immobiliers, 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.

Créances de financement

Les créances de financement d'OPG comprennent le droit actuel et irrévocable de la Fiducie de recouvrer dans l'avenir les paiements auprès des consommateurs déterminés, conformément à la Loi pour des frais d'électricité équitables et à la réglementation générale connexe. Ces montants sont fixés en fonction du prix de transaction convenu avec la SIERE aux conditions du marché au moment de l'acquisition et sont ensuite évalués selon la méthode du coût amorti. L'amortissement est fondé sur la méthode du taux d'intérêt effectif.

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 attribuables 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 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 il a été 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 de 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. Une modification de la charge fiscale par suite d'une 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 et du compte d'écarts des CII aux fins de la RS&DE autorisés 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 d'estimations comptables

Durée de vie utile des actifs nucléaires à long terme

Au quatrième trimestre de 2017, OPG a révisé les hypothèses comptables sur la durée de vie utile estimative de la centrale Pickering aux fins du calcul de l'amortissement. Avec prise d'effet le 31 décembre 2017, la durée de vie utile moyenne de la centrale Pickering a été prolongée du 31 décembre 2020, date de fin de vie utile des six unités d'exploitation, au 31 décembre 2022 pour les unités 1 et 4 et au 31 décembre 2024 pour les unités 5 à 8. La modification de la durée de vie utile a découlé de l'achèvement d'évaluations de la conception technique qui ont donné suffisamment confiance dans les programmes et les dispositions en place pour assurer l'aptitude fonctionnelle des composantes clés des canaux de combustible à durée limitée de la centrale, conformément à la période d'exploitation commerciale prévue de la centrale jusqu'en 2024. Cette évaluation était conforme au dossier de sûreté

présenté dans la demande de renouvellement du permis de la centrale Pickering soumise par OPG à la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN ») en 2017. Bien que le permis d'exploitation quinquennal actuel de la centrale expire le 31 août 2018, OPG estime, d'après les preuves et la documentation soumises à la CCSN, qu'elle est bien placée pour obtenir un renouvellement de permis qui appuierait l'exploitation commerciale continue de la centrale Pickering jusqu'en 2024. La modification de la durée de vie utile estimative de la centrale Pickering s'est traduite par une augmentation de 188 millions de dollars de l'estimation des passifs nucléaires au 31 décembre 2017, assortie d'une augmentation correspondante de la valeur comptable du solde des immobilisations de la centrale Pickering.

La modification des hypothèses comptables sur la fin de vie de la centrale Pickering n'a pas eu d'incidence sur le bénéfice net d'OPG en 2017. Compte non tenu de l'incidence des comptes réglementaires, la modification des hypothèses comptables sur la fin de vie, y compris la modification connexe des passifs nucléaires, devrait réduire la dotation aux amortissements d'environ 77 millions de dollars en 2018. Les comptes réglementaires, y compris un nouveau compte de report proposé par OPG dans une demande présentée à la CEO le 29 décembre 2017, devraient compenser la diminution de la dotation aux amortissements à compter du 1^{er} janvier 2018. Dans l'attente de l'examen de cette demande, la CEO a rendu une ordonnance le 31 janvier 2018 établissant le compte de report proposé à titre provisoire afin de permettre à OPG de commencer à comptabiliser les montants dans le compte à compter du 1^{er} janvier 2018.

Estimation du passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires

OPG a mis à jour l'estimation du passif lié à l'enlèvement des immobilisations non nucléaires au 31 décembre 2017. Au 31 décembre 2017, OPG a comptabilisé une baisse d'environ 30 millions de dollars du passif lié à l'enlèvement des immobilisations non nucléaires se rapportant aux centrales thermiques, ce qui a donné lieu à une diminution nette des coûts de mise hors service de 18 millions de dollars capitalisés dans la valeur comptable des immobilisations corporelles des centrales en exploitation et à un gain de 12 millions de dollars constaté dans le bénéfice net au quatrième trimestre de 2017 relativement aux centrales Nanticoke et Lambton qui ne sont plus utilisées et qui ont été entièrement amorties. Pour les sites en exploitation, les estimations mises à jour ont été fondées sur un examen des activités de déclassement, de nettoyage et de remise en état requises, des hypothèses économiques sous-jacentes et du calendrier prévu de ces activités conformément aux hypothèses comptables actuelles sur la fin de vie. En ce qui a trait aux sites de Nanticoke et de Lambton, la mise à jour a été fondée sur le coût estimatif de l'exécution des plans de déclassement actuels.

Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2017, OPG a changé la méthode utilisée pour estimer les composantes coût des services rendus et frais d'intérêts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. OPG a adopté une approche fondée sur une courbe intégrale de rendements pour estimer les coûts, qui fait 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. Selon la méthode utilisée en 2016 et au cours des exercices précédents, ces composantes étaient calculées selon le même taux d'actualisation équivalent que celui pris en compte dans le calcul des obligations au titre des prestations. Ce changement de méthode a été comptabilisé à titre de modification d'estimation de manière prospective. La réduction des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite de 2017 qui en résulte est d'environ 135 millions de dollars. Environ 90 % de cette réduction étant attribuable aux secteurs axés sur les activités réglementées de la Société, celle-ci a été compensée par l'incidence des comptes réglementaires autorisés par la CEO. Ce changement n'a 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 est compensée par une variation correspondante dans la perte ou le gain actuariel comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

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 2017 réalisée en date du 1^{er} janvier 2017. Les obligations de capitalisation annuelles selon la nouvelle évaluation actuarielle sont présentées à la note 16. 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. À partir de ces hypothèses et données démographiques mises à jour au 1^{er} janvier 2017, conformément à la nouvelle évaluation actuarielle du régime de retraite agréé, OPG a également procédé, en 2017, à une évaluation actuarielle exhaustive de ses régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite à des fins comptables. Les résultats de cette évaluation ont été pris en compte dans les obligations de fin d'exercice de 2017, reflétant les hypothèses appropriées aux fins comptables au 31 décembre 2017.

Le taux d'actualisation utilisé pour calculer les obligations au titre des prestations projetées pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite au 31 décembre 2017 était d'environ 3,6 %, ce qui représente une baisse par rapport au taux d'actualisation d'environ 3,9 % qui a été utilisé pour calculer les obligations au 31 décembre 2016.

Le déficit du régime de retraite agréé, aux fins comptables, a augmenté, passant de 2 693 millions de dollars au 31 décembre 2016 à 3 081 millions de dollars au 31 décembre 2017. Cette augmentation est en grande partie attribuable à la réévaluation des obligations à la fin de 2017 découlant de la baisse des taux d'actualisation, partiellement compensée par l'excédent du rendement réel des actifs des régimes de retraite sur les frais d'intérêts liés aux obligations au cours de l'exercice.

Les obligations projetées au titre des prestations d'avantages complémentaires de retraite ont augmenté, passant de 2 992 millions de dollars au 31 décembre 2016 à 3 190 millions de dollars au 31 décembre 2017. Cette augmentation s'explique principalement par la réévaluation des obligations à la fin de 2017 pour tenir compte de la baisse des taux d'actualisation, en partie contrebalancée par 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 2017.

Au 31 décembre 2017, 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 4 148 millions de dollars (3 668 millions de dollars en 2016). La perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis aux 31 décembre 2017 et 2016 s'établissaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Gain actuariel net non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	(418)	(570)	-	-	-	-
Perte actuarielle nette non amortissable en raison de l'utilisation du corridor	1 735	1 619	36	34	299	267
Perte actuarielle nette amortissable	2 333	2 238	80	72	79	3
Perte actuarielle nette non amortie	3 650	3 287	116	106	378	270
Coûts des services passés non amortis	-	-	-	-	4	5

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 2017, comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés ¹	Régimes de retraite ¹	Avantages complémentaires de retraite ¹
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(32)	s. o.	s. o.
Diminution de 0,25 %	32	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(56)	(1)	(2)
Diminution de 0,25 %	59	1	13
Inflation ²			
Augmentation de 0,25 %	98	1	-
Diminution de 0,25 %	(91)	(1)	-
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	22	3	-
Diminution de 0,25 %	(20)	(2)	-
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s. o.	s. o.	77
Diminution de 1 %	s. o.	s. o.	(29)

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

¹ Sauf l'incidence des comptes réglementaires.

² Y compris une variation correspondante dans l'hypothèse sur l'augmentation des salaires.

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 (« ASU ») 2014-09, intitulée *Revenue from Contracts with Customers* (Topic 606), 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.

OPG a évalué l'incidence de la norme sur la comptabilisation des flux de produits et les états financiers consolidés de la Société. Les principaux flux de produits d'OPG comprennent les produits tirés des tarifs réglementés établis par la CEO et les produits tirés des actifs de production régis par des ententes contractuelles à long terme conclues avec la SIERE. OPG a pratiquement terminé l'analyse de l'incidence du Topic 606 sur tous ses flux de revenus et n'a relevé aucune différence importante dans le moment ou le montant de la constatation des revenus.

La Société appliquera la nouvelle norme sur les revenus dans ses états financiers intermédiaires du premier trimestre de 2018 et évalue actuellement les informations supplémentaires exigées en vertu de la nouvelle norme.

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 doivent 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 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 étendu à la fin de 2017 devront être reclassés dans les bénéfices non répartis à compter du 1^{er} janvier 2018. Au 31 décembre 2017, une perte cumulative de 9 millions de dollars sur les titres disponibles à la vente d'OPG a été comptabilisée dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et sera reclassée dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis à compter du 1^{er} janvier 2018. Il n'existe aucune autre différence importante par rapport aux états financiers consolidés d'OPG à la suite de l'adoption de la nouvelle norme.

Comptabilisation des contrats de location

En février 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-02, intitulée *Leases (Topic 842)*, pour remplacer les lignes directrices actuelles en matière de comptabilisation des contrats de location en vertu du Topic 840. La mise à jour apporte de nombreuses modifications à la ligne directrice, 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.

En vertu des lignes directrices actuelles relatives à la nouvelle norme sur les contrats de location, 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. Selon cette méthode, le Topic 842 serait effectivement mis en œuvre en comptabilisant tout ajustement découlant de la transition au début de la première période comparative présentée dans les états financiers de l'entité. Une application rétrospective intégrale est interdite. En janvier 2018, le FASB a publié une proposition de norme ASU (« ASU 2018-200 ») en vertu de laquelle les entités pourraient utiliser une méthode de transition facultative supplémentaire pour comptabiliser l'incidence cumulative de l'adoption de la nouvelle norme sur les contrats de location à titre d'ajustement des soldes d'ouverture au cours de la période initiale d'adoption, les périodes comparatives continuant d'être présentées conformément au Topic 840, y compris les informations à fournir. La Société continuera de surveiller l'état d'avancement de cette proposition de norme ASU.

Le FASB a également publié l'ASU No. 2018-01, *Land Easement Practical Expedient for Transition to Topic 842* en janvier 2018. Les modifications qui y sont apportées permettent à une entité de choisir de ne pas évaluer en vertu du Topic 842 les contrats de servitude qui existent ou qui ont expiré avant l'adoption par l'entité de la nouvelle norme sur les contrats de location et qui n'étaient pas comptabilisés auparavant comme des contrats de location en vertu du Topic 840.

La Société continue de mettre en œuvre et de réaliser un cadre global de gouvernance de projets, prévoyant la mise sur pied d'un comité directeur, d'un comité des parties prenantes et de mise en œuvre, d'un Bureau de gestion des projets et de différents groupes de travail afin d'évaluer et de mettre en œuvre la nouvelle norme. 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 norme. La Société continue d'évaluer l'incidence de la nouvelle norme sur les contrats de location sur ses états financiers consolidés.

Améliorer la présentation du coût net périodique des prestations de retraite et du coût net périodique des avantages complémentaires de retraite

En mars 2017, le FASB a publié la norme ASU No. 2017-07, *Compensation – Retirement Benefits (Topic 715): Improving the Presentation of Net Periodic Pension Cost and Net Periodic Postretirement Benefit Cost*. En vertu de cette nouvelle norme, les employeurs qui sont les promoteurs de régimes de retraite à prestations définies ou d'autres avantages complémentaires de retraite doivent présenter la composante coût des services rendus du coût net périodique des prestations dans le même poste de l'état des résultats que les autres charges de rémunération découlant des services rendus au cours de la période. Les autres composantes du coût net périodique des prestations doivent être présentées séparément du poste qui comprend le coût des services rendus et hors de tout sous-total du résultat tiré des activités d'exploitation, si pareil sous-total est présenté. En outre, selon la nouvelle ligne directrice, seule la composante coût des services rendus du coût net des prestations est admissible à la capitalisation.

Cette ligne directrice entre en vigueur pour les exercices ouverts après le 15 décembre 2017, y compris les périodes intermédiaires de ceux-ci. La ligne directrice n'aura pas une incidence importante sur les états financiers consolidés d'OPG, OPG capitalisant à l'heure actuelle seulement la composante coût des services rendus des coûts des avantages complémentaires à la retraite. De plus, OPG inclut déjà la composante coût des services rendus des coûts des avantages complémentaires à la retraite et des autres charges de rémunération dans les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration aux états des résultats consolidés et ne présente pas de sous-total du résultat tiré des activités d'exploitation. Ainsi, la nouvelle norme n'aura pas d'incidence sur la présentation des états financiers consolidés d'OPG.

4. IMMOBILISATIONS CORPORELLES, ACTIFS INCORPORELS ET AMORTISSEMENT

Les immobilisations corporelles au 31 décembre se composaient de ce qui suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2017	2016
Centrales nucléaires	11 985	11 057
Centrales hydroélectriques réglementées	9 566	9 430
Centrales du portefeuille de production liée par contrat	3 935	3 751
Autres immobilisations corporelles	372	1 595
Constructions en cours	4 092	3 482
	29 950	29 315
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	8 480	7 948
Autres immobilisations corporelles	148	1 369
	8 628	9 317
	21 322	19 998

Les constructions en cours aux 31 décembre étaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2017	2016
Réfection de la centrale Darlington	3 507	2 563
Centrale Peter Sutherland Sr.	17	236
Autres	568	683
	4 092	3 482

En 2017, les intérêts capitalisés dans les travaux de construction en cours se sont élevés à 162 millions de dollars (141 millions de dollars en 2016) à un taux moyen de 5 % (5 % en 2016).

Les actifs incorporels aux 31 décembre étaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2017	2016
Centrales nucléaires	122	122
Centrales hydroélectriques réglementées	6	7
Centrales du portefeuille de production liée par contrat	5	4
Logiciels et autres actifs incorporels	393	350
Aménagement en cours	39	20
	565	503
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	123	120
Logiciels et autres actifs incorporels	309	284
	432	404
	133	99

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 présentait comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2017	2016
Amortissement des immobilisations corporelles	649	602
Amortissement des actifs incorporels	30	27
Montants comptabilisés dans les comptes d'écarts et de report réglementaires	-	26
Amortissement des actifs et passifs réglementaires (<i>note 5</i>)	-	602
	679	1 257

Déclarations de l'actionnaire et résolutions de l'actionnaire de vendre certains biens immobiliers non essentiels

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 à ces locaux situés au 700 University Avenue et au 40 Murray Street à Toronto, en Ontario. La vente a été conclue en avril 2017 et un gain sur la vente de 283 millions de dollars, déduction faite de l'incidence fiscale de 95 millions de dollars, a été comptabilisé dans le bénéfice net au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017. Le gain avant impôts a été comptabilisé comme un élément des autres gains à l'état des résultats consolidé dans le secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production. Par suite de la déclaration de l'actionnaire et de la résolution 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. Le montant du produit désigné qui sera transféré au Trésor de la Province devrait se rapprocher en grande partie du gain à la vente après impôts. Le transfert devrait avoir lieu dès le premier trimestre 2018, à la suite d'un dividende spécial autorisé par le conseil d'administration d'OPG en mars 2018.

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. OPG a conclu une convention d'achat et de vente avec un acquéreur, la clôture de la vente étant prévue pour mars 2018. En vertu de la déclaration de l'actionnaire et de la résolution 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. Conformément à la résolution de l'actionnaire, environ un tiers du site doit être transféré par l'acheteur à la Ville de Mississauga pour une utilisation à vocation de parcs, d'espaces institutionnels et d'espaces culturels. Les

actifs du site de la centrale Lakeview étaient entièrement amortis avant le lancement de la recherche active d'un acheteur.

5. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

Par suite de son approbation, en mars 2017, d'une entente de règlement partiel conclue entre OPG et les intervenants sur un ensemble limité de questions relatives à la demande d'OPG de mai 2016 visant de nouveaux tarifs réglementés pour la période 2017-2021 (« entente de règlement ») et de sa décision de décembre 2017 à l'égard de la demande, la CEO a approuvé la demande d'OPG de recouvrer des montants totalisant 305 millions de dollars liés aux soldes des comptes d'écarts et de report comptabilisés antérieurement, sans ajustements. Les montants approuvés se rapportent aux soldes du 31 décembre 2015, dans tous les comptes réglementaires de la Société 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. Dans son projet d'ordonnance de paiement soumis à la CEO en janvier 2018, OPG a proposé que les montants des comptes réglementaires approuvés soient recouverts sur une période de trois ans, soit de 2019 à 2021. La période de recouvrement finale sera déterminée par la CEO au moyen du processus d'ordonnance de paiement. En 2017, OPG n'a ni recouvré ni remboursé les soldes des comptes d'écarts et de report et n'a pas comptabilisé d'amortissement lié aux actifs et passifs réglementaires pour ces comptes.

Au cours de 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 a été approuvée sur les périodes de recouvrement ou de remboursement autorisées par l'ordonnance d'octobre 2015 de la CEO

L'approbation par la CEO de l'accord de règlement prévoyait le maintien de tous les comptes d'écarts et de report applicables existants antérieurement à compter du 1^{er} juin 2017. Conformément à la date de la prise d'effet de la décision de la CEO de décembre 2017, pour la période du 1^{er} janvier 2016 au 31 mai 2017, OPG a constaté des actifs réglementaires et des passifs réglementaires au titre des ajouts comptabilisés dans ces comptes en vertu des décisions et ordonnances antérieures de la CEO, par rapport aux montants reflétés dans les tarifs réglementés fondés sur le coût du service qui étaient en vigueur avant le 1^{er} juin 2017. Pour la période du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2017, OPG a constaté des actifs réglementaires et des passifs réglementaires pour les ajouts comptabilisés dans ces comptes conformément à la décision de la CEO de décembre 2017 et à la soumission par OPG, en janvier 2018, d'un projet d'ordonnance de paiement.

Lorsque autorisée par la CEO, OPG a comptabilisé des intérêts sur les soldes non amortis dans les comptes d'écarts et de report aux taux prescrits de la CEO de 1,10 % par année pour la période du 1^{er} janvier 2016 au 30 septembre 2017 et de 1,50 % par année pour le quatrième trimestre de 2017.

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2017	2016
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	716
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	614	497
Compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire	360	210
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	121	95
Autres comptes d'écarts et de report	124	107
	1 935	1 625
Revenus déficitaires de la période intermédiaire	544	-
Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (<i>note 11</i>)	3 855	3 392
Impôts reportés	897	838
Total des actifs réglementaires	7 231	5 855
Passifs réglementaires		
<i>Comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO</i>		
Compte d'écarts relatifs aux conditions hydrologiques	150	51
Compte d'écarts lié aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	140	58
Compte de report lié aux changements dans les dates de fin de vie des centrales nucléaires	103	71
Autres comptes d'écarts et de report	201	130
Total des passifs réglementaires	594	310

La variation des actifs et des passifs réglementaires pour 2017 et 2016 se présentait comme suit :

(en millions de dollars)	Compte d'écarts au titre des coûts liés aux régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	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	Écarts de production hydroélectrique de base excédentaire	Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	Compte d'écarts lié aux conditions hydrologiques des centrales hydroélectriques	Compte d'écarts lié aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Compte de report lié aux changements dans les dates de fin de vie des centrales nucléaires	Autres comptes d'écarts et de report (montant net)	Revenus déficitaires de la période intermédiaire	Actifs réglementaires au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Impôts reportés
Actifs (passifs) réglementaires, montant net au 1 ^{er} janvier 2016	865	315	114	95	(23)	28	-	260	-	3 362	792
Augmentation (diminution)	-	182	126	143	(33)	(86)	(71)	-	-	30	46
Intérêts	-	-	2	-	(1)	-	-	1	-	-	-
Amortissement	(149)	-	(32)	(143)	6	-	-	(284)	-	-	-
Actifs (passifs) réglementaires, montant net au 31 décembre 2016	716	497	210	95	(51)	(58)	(71)	(23)	-	3 392	838
Augmentation (diminution)	-	117	146	25	(98)	(81)	(32)	(52)	544	463	59
Intérêts	-	-	4	1	(1)	(1)	-	(2)	-	-	-
Actifs (passifs) réglementaires, montant net au 31 décembre 2017	716	614	360	121	(150)	(140)	(103)	(77)	544	3 855	897

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 ses décisions rendues en novembre 2014 et en décembre 2017, 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 ces décisions en vigueur respectivement à compter du 1^{er} novembre 2014 et du 1^{er} juin 2017 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 pour les activités à tarifs réglementés. Ainsi, la CEO a ordonné que l'amortissement pour le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite soit comptabilisé uniquement à compter du 1^{er} novembre 2014, le cas échéant.

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. Dans son ordonnance d'octobre 2015, la CEO a approuvé le recouvrement des montants comptabilisés dans le compte en 2013 et 2014 sur une période de 72 mois commençant le 1^{er} juillet 2015. Conformément à l'ordonnance d'octobre 2015, le recouvrement des montants réglementaires en vertu des décisions de la CEO de 2017 comprend un sixième de la partie précédemment autorisée de 10/12 du solde du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite au 31 décembre 2012 et un tiers des montants précédemment autorisés comptabilisés dans le compte en 2013 et 2014.

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

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 a été créé initialement par la décision de novembre 2014 et l'ordonnance de décembre 2014 de la CEO et a été maintenu par les décisions de la CEO de 2017. 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 2017 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 2017. Comme il est mentionné à la note 3, la Société a comptabilisé le montant réservé dans le compte de report à titre d'actif réglementaire. Dans sa décision de décembre 2017, la CEO a déclaré qu'elle s'attendait à ce qu'OPG dépose une demande au cours de l'année civile 2018 visant l'utilisation des prochains soldes de comptes d'écarts et de report qui comprend la proposition d'OPG à l'égard 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 de la méthode de recouvrement des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite qui seront utilisés à l'avenir.

Conformément aux exigences des PCGR des États-Unis, OPG comptabilise un actif réglementaire pour la partie des coûts reportés des avantages complémentaires de retraite 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, dans la mesure où le recouvrement de ces coûts commence dans les 5 ans et s'achève dans les 20 ans suivant la période au cours de laquelle les coûts ont été engagés, pourvu que le recouvrement à l'intérieur de ces limites n'entraîne pas d'augmentation des tarifs pour un exercice futur qui soit supérieure à celle de l'exercice précédent.

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.

Les soldes des comptes d'écarts et de report dont l'utilisation a été approuvée par les décisions de la CEO de 2017 comprenaient les montants comptabilisés dans ce compte d'écarts au cours de 2015.

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.

La CEO avait ordonné précédemment 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 ») 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 approuvé le recouvrement auprès des clients de montants relatifs au

passif dérivé sur la période qui s'étendait jusqu'à la fin de 2016. En décembre 2015, par suite des modifications apportées au contrat de location des centrales Bruce, OPG a effectué une reprise 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 recouverts auprès des clients pour le passif dérivé pendant les périodes suivant la reprise 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.

Le solde de l'actif réglementaire du compte d'écarts de revenus nets de location des centrales Bruce au 31 décembre 2017 comprenait un montant net de 190 millions de dollars recouvrable auprès des clients au titre des écarts non dérivés comptabilisés en 2015 jusqu'en 2017, en partie contrebalancé par un passif de 69 millions de dollars remboursable aux clients au titre de montants recouverts du passif dérivé depuis sa reprise en décembre 2015. Les montants non dérivés comptabilisés en 2016 et 2017 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 et l'ajustement apporté aux passifs nucléaires, avec prise d'effet le 31 décembre 2016, découlant du processus de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA.

Les soldes du compte d'écarts et du compte de report dont l'utilisation a été approuvée par les décisions de 2017 de la CEO comprennent les montants non dérivés comptabilisés dans le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce en 2015, ainsi que les montants remboursables aux clients à l'égard du passif dérivé.

Revenus déficitaires de la période intermédiaire

L'actif réglementaire lié aux revenus déficitaires de la période intermédiaire au 31 décembre 2017 reflète une estimation des revenus déficitaires découlant de la différence entre les tarifs réglementés approuvés antérieurement qui continuent d'être facturés aux clients pour la production nucléaire et hydroélectrique réglementée d'OPG pour la période intermédiaire du 1^{er} juin 2017 au 31 décembre 2017 et les nouveaux tarifs réglementés qui seront approuvés par la CEO pour cette période dans le cadre du processus définitif relatif à l'ordonnance de paiement. OPG a comptabilisé l'actif réglementaire lié aux revenus déficitaires de la période intermédiaire et une augmentation correspondante des revenus au cours du quatrième trimestre de 2017 afin de tenir compte de la meilleure estimation de la direction à l'égard des nouveaux tarifs réglementés en vertu de la décision de la CEO de décembre 2017, soit les tarifs réglementés proposés par OPG dans la présentation du projet d'ordonnance de paiement à la CEO en janvier 2018.

La décision de décembre 2017 a établi qu'OPG recouvrerait les revenus déficitaires de la période intermédiaire pour la période allant du 1^{er} juin 2017 à la date de mise en œuvre des nouveaux tarifs réglementés au moyen d'éventuels avenants tarifaires sur une période qui sera déterminée dans le cadre du processus relatif à l'ordonnance de paiement. Le projet d'ordonnance de paiement d'OPG propose le recouvrement des revenus déficitaires sur une période de trois ans, soit de 2019 à 2021.

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 repris au fur et à mesure que les soldes non amortis sous-jacents sont amortis comme des composantes du coût des prestations. 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 recouvré auprès des consommateurs ou payé à ceux-ci. Il est question des impôts sur les bénéfices à la note 9.

Compte d'écarts relatifs aux conditions hydrologiques

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.

Les soldes des comptes d'écarts et de report dont l'utilisation a été approuvée par la décision de la CEO de 2017 comprenaient les montants comptabilisés dans ce compte d'écarts au cours de 2015.

Compte d'écarts liés aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite

Le compte d'écarts liés aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite a été initialement créé par la décision de novembre 2014 et l'ordonnance de décembre 2014 de la CEO, et a été maintenu par les décisions de la CEO de 2017. Le compte comptabilise l'écart entre les cotisations réelles d'OPG à son régime de retraite agréé et les charges au titre des avantages complémentaires de retraite et des régimes de retraite complémentaires pour ses activités à tarifs réglementés, et les montants prévus pris en compte dans les tarifs réglementés.

Les soldes des comptes d'écarts et de report dont l'utilisation a été approuvée par les décisions de la CEO de 2017 comprenaient le solde de ce compte d'écarts au 31 décembre 2015.

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

Le compte de report des incidences découlant de changements dans les dates de fin de vie des centrales nucléaires a été créé par la CEO en date du 1^{er} janvier 2016 par suite de la demande d'OPG 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'étaient pas prises en compte dans les tarifs réglementés en vigueur avant le 1^{er} juin 2017. Le compte de report a comptabilisé ces incidences jusqu'à la date d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs réglementés le 1^{er} juin 2017, lesquels avaient été établis par la décision de la CEO de 2017. Les nouveaux tarifs réglementés refléteront les incidences des changements susmentionnés dans les passifs nucléaires et la dotation aux amortissements.

Compte de report des passifs nucléaires

En vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO a autorisé le compte de report des passifs nucléaires relativement aux variations des passifs d'OPG liés à la gestion du combustible nucléaire irradié et au déclassement de centrales nucléaires, et aux 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. Avec prise d'effet de 1^{er} janvier 2017, la Province a approuvé le plan de référence de 2017–2021 en vertu de l'ONFA (le « plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA »). Puisque les tarifs réglementés en vigueur avant le 1^{er} juin 2017 ne reflètent pas l'incidence du plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA, OPG a comptabilisé une hausse de l'actif réglementaire au titre du compte de report des passifs nucléaires pour la période du 1^{er} janvier 2017 au 31 mai 2017. Les nouveaux tarifs réglementés en vigueur le 1^{er} juin 2017 reflèteront l'incidence du plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA.

Les composantes de l'augmentation de l'actif réglementaire pour le compte de report comptabilisées au cours des exercices clos les 31 décembre, compte tenu des diminutions (augmentations) des charges correspondantes, se présentaient comme suit :

(en millions de dollars)	2017	2016
Charges liées au combustible	(1)	-
Charges variables liées à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité	2	2
Dotation aux amortissements	10	-
Rendement de la base tarifaire ²	(6)	-
Impôts sur les bénéfices	11	-
	16	2

¹ Le montant a été comptabilisé en réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.

² Le montant a été comptabilisé à titre d'augmentation attribuable à l'accroissement des activités d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires.

Compte de report lié au nivellement des tarifs

Le compte de report lié au nivellement des tarifs a été créé par la décision de la CEO de décembre 2017 en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Le compte de report comptabilise, aux fins d'un recouvrement futur, une partie des besoins de revenus annuels approuvés par la CEO pour les centrales nucléaires d'OPG pour la période du 1^{er} janvier 2017 jusqu'à la fin du projet de réfection de la centrale Darlington. Le *Règlement de l'Ontario 53/05* exige que la partie reportée des besoins en revenus de la production nucléaire soit établie de façon à ce 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. Selon le règlement, le compte de report lié au nivellement des tarifs comptabilise les intérêts à un taux à long terme correspondant au coût des emprunts à long terme d'OPG approuvé par la CEO, composé annuellement. Le règlement exige que la CEO autorise le recouvrement du solde du compte selon la méthode linéaire sur une période ne pouvant excéder dix ans après la fin des travaux de réfection de la centrale Darlington.

Le *Règlement de l'Ontario 53/05* exige que la CEO détermine les besoins de revenus des centrales nucléaires d'OPG tous les cinq ans pour la période de dix ans commençant le 1^{er} janvier 2017. La partie des besoins de revenus approuvés qui sera comptabilisée chaque année dans le compte de report lié au nivellement des tarifs doit être établie tous les cinq ans par la CEO durant cette période de dix ans.

OPG comptabilise les montants positifs reportés selon l'approche de nivellement des tarifs et comptabilisés dans le compte de report lié au nivellement des tarifs à titre d'augmentation de l'actif réglementaire dans le compte de report et d'augmentation des revenus au cours de la période à laquelle les besoins en revenus approuvés sous-jacents se rapportent. Les montants négatifs établis selon l'approche de nivellement des tarifs et comptabilisés dans le compte de report lié au nivellement des tarifs sont de la même façon comptabilisés à titre de passif réglementaire dans le compte de report et de diminution des revenus.

OPG a comptabilisé un passif réglementaire de 63 millions de dollars dans le compte de report lié au nivellement des tarifs au cours du quatrième trimestre de 2017. Compte tenu des intérêts à payer de 1 million de dollars, ce montant reflète la meilleure estimation de la direction à l'égard de l'incidence du nivellement des tarifs pour 2017. L'estimation tient compte de la proposition de nivellement des tarifs d'OPG soumise à la CEO en janvier 2018 dans le cadre du

projet d'ordonnance de paiement. La proposition d'OPG a été élaborée conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05* et à l'orientation de la CEO dans sa décision de décembre 2017.

Autres comptes d'écarts et de report

Actifs réglementaires

Aux 31 décembre 2017 et 2016, les actifs réglementaires d'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 recouvrés en trop et aux sous-recouvrements autorisés pour la production nucléaire, le compte d'écarts et de report relatif aux montants recouvrés 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 relatifs au rejet des soldes d'avant décembre 2008 du tunnel de Niagara. Au 31 décembre 2017, ces actifs réglementaires comprenaient également le compte de report lié à l'aptitude fonctionnelle.

Le compte d'écarts et de report relatif aux montants recouvrés en trop et aux sous-recouvrements autorisés pour la production nucléaire et le compte d'écarts et de report relatif aux montants recouvrés en trop et aux sous-recouvrements pour la production hydroélectrique comptabilisent respectivement tout sous-recouvrement ou recouvrement en trop des soldes des comptes d'écarts et de report approuvés qui étaient attribuables aux écarts entre la production nucléaire et hydroélectrique réglementée réelle et celle qui était prévue.

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 compte d'écarts relatifs au rejet des soldes d'avant décembre 2008 du tunnel de Niagara a été créé par la décision de janvier 2016 de la CEO à l'égard de la requête d'OPG demandant à la CEO de revoir certains passages de sa décision de novembre 2014, y compris les coûts en capital rejetés pour le tunnel de Niagara, et de les modifier. Le compte d'écarts tient compte de l'incidence sur les besoins en revenus de la partie du rejet initial annulée par la décision de la CEO de janvier 2016.

Le compte de report lié à l'aptitude fonctionnelle a été créé par la décision de la CEO de décembre 2017, avec prise d'effet le 1^{er} juin 2017. Le compte comptabilise les coûts d'OPG liés à la mise en œuvre des nouvelles exigences en matière d'aptitude fonctionnelle.

Passifs réglementaires

Aux 31 décembre 2017 et 2016, les passifs réglementaires des autres comptes d'écarts et de report comprenaient des montants comptabilisés dans 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, le compte d'écarts relatifs au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité et le compte d'écarts de mise à niveau de la capacité. Au 31 décembre 2017, ces passifs réglementaires comprenaient également le compte de report lié au nivellement des tarifs et le compte d'écarts des CII aux fins de la RS&DE.

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.

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, le compte d'écarts de remise en état de la capacité comprend les écarts, par rapport aux prévisions, qui sont reflétées dans les tarifs réglementés, pour le coût en capital et les coûts autres qu'en capital engagés dans une ou plusieurs centrales réglementées pour accroître leur production, les rénover ou ajouter de la capacité. Le solde du compte 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.

Le compte d'écarts des CII aux fins de la RS&DE a été créé par la décision de la CEO de décembre 2017, avec prise d'effet le 1^{er} juin 2017. Le compte comptabilise l'incidence de la charge d'impôts pour les centrales nucléaires découlant des différences entre les crédits d'impôt à l'investissement réels aux fins de la RS&DE obtenus par OPG et les montants prévus reflétés dans les tarifs réglementés.

Les soldes des comptes d'écarts et de report dont l'utilisation a été approuvée par les décisions de la CEO de 2017 comprennent les montants comptabilisés dans les autres comptes d'écarts et de report applicables au cours de 2015.

6. DETTE À COURT TERME ET INTÉRÊTS DÉBITEURS, MONTANT NET

La dette à long terme se composait de ce qui suit aux 31 décembre¹ :

<i>(en millions de dollars)</i>	2017	2016
Billets à payer à la SFIEO ²		
Billets de premier rang portant intérêt à des taux entre 3,12 % et 5,44 %; venant à échéance de 2018 à 2047	3 195	3 295
Programme de billets à moyen terme ²		
Billets de premier rang 3,32 % venant à échéance en 2027	500	-
UMH Energy Partnership ³		
Billets de premier rang 7,86 % venant à échéance en 2041	181	184
PSS Generating Station Limited Partnership ⁴		
Billets de premier rang 4,90 % venant à échéance en 2067	245	245
Lower Mattagami Energy Limited Partnership ⁵		
Billets de premier rang portant intérêt à des taux entre 2,40 % et 5,26 %; venant à échéance de 2021 à 2052	1 595	1 795
Fair Hydro Trust ⁶		
Billets de premier rang 2,32 % venant à échéance en 2019	601	-
Autres	19	15
	6 336	5 534
Moins : frais d'émission d'obligations	(17)	(14)
Moins : tranche échéant à moins d'un an	(398)	(1 103)
Dette à long terme	5 921	4 417

¹ Les taux d'intérêt présentés reflètent le taux d'intérêt effectif de la dette, sauf des billets émis par Fair Hydro Trust, qui reflètent le taux d'intérêt moyen pondéré de la période où les billets étaient en circulation, du 21 décembre 2017 au 31 décembre 2017.

² Ces billets sont des obligations non garanties directes d'OPG et sont de rang égal à toutes les autres obligations de rang inférieur non garanties d'OPG.

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 la centrale Peter Sutherland Sr. et sont assortis d'un droit de recours contre OPG jusqu'à la date d'expiration du droit de recours. Ils sont de rang égal aux billets de premier rang de la SFIEO et du programme de billets à moyen terme. Sur ces billets, seuls les intérêts sont à payer jusqu'en 2025, après quoi commencent les remboursements par versements semestriels 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 nouvelles.

⁶ Les billets ont été émis en vertu d'une facilité renouvelable adossée à des actifs de 800 millions de dollars de deux ans et sont garantis par les actifs de Fair Hydro Trust.

En juin 2016, OPG a conclu avec la SFIEO une entente visant une facilité de crédit aux fins générales du siège social de 700 millions de dollars venant à échéance le 31 décembre 2017. Au cours de l'exercice 2017, l'entente a été modifiée afin d'augmenter la facilité de crédit pour la fixer à 2 350 millions de dollars et de reporter la date d'échéance au 31 décembre 2018. Au 31 décembre 2017, des emprunts à long terme de 800 millions de dollars étaient en cours aux termes de cette facilité.

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 %. En juin 2017, OPG a émis des billets de premier rang à la SFIEO totalisant 100 millions de dollars et venant à échéance en juin 2047. Le taux d'intérêt effectif et le taux d'intérêt nominal de ces billets étaient de 3,65 %. En août 2017, OPG a émis des billets de premier rang à la SFIEO totalisant 100 millions de dollars et venant à échéance en août 2047. Le taux d'intérêt effectif et le taux d'intérêt nominal de ces billets étaient de 3,86 %. En septembre 2017, OPG a émis

des billets de premier rang à la SFIEO totalisant 400 millions de dollars et venant à échéance en septembre 2047. Le taux d'intérêt effectif et le taux d'intérêt nominal de ces billets étaient de 4,07 %.

En octobre 2017, OPG a émis des billets de premier rang totalisant 500 millions de dollars à payer dans le cadre d'un programme de billets à moyen terme. Les billets portent un intérêt à un taux nominal de 3,32 % et à un taux effectif de 3,43 % à payer chaque semestre jusqu'à l'échéance en octobre 2027. Le placement a été effectué dans le cadre du prospectus préalable de base simplifié de 2 milliards de dollars d'OPG déposé en septembre 2017.

Au cours de l'exercice 2015, PSS a émis des titres de créance à long terme totalisant 245 millions de dollars à l'appui du projet de la 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 2017, le billet de dépôt était arrivé à échéance.

En décembre 2017, Fair Hydro Trust a conclu une entente visant une facilité renouvelable adossée à des actifs de 800 millions de dollars venant à échéance en décembre 2019. Au 31 décembre 2017, des billets de premier rang totalisant 601 millions de dollars étaient en circulation en vertu de cette facilité et ont servi à financer 51 % de l'acquisition par la Fiducie de la première tranche de participation d'investissement de la SIERE en décembre 2017. L'encours du solde de la facilité renouvelable adossée à des actifs était comptabilisé comme dette à long terme au 31 décembre 2017, en vertu des modalités contractuelles de l'entente. L'intérêt engendré par cette dette est comptabilisé dans les revenus de Fair Hydro Trust et présenté dans les états du résultat consolidé.

En février 2018, Fair Hydro Trust a émis des billets de premier rang totalisant 500 millions de dollars portant un intérêt à un taux nominal de 3,36 % et à un taux effectif de 3,44 %, à payer semestriellement jusqu'à l'échéance, le 15 mai 2033. Le produit a été utilisé pour rembourser la majorité de l'encours du solde de la facilité renouvelable adossée à des actifs émise par la Fiducie en décembre 2017.

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>	2017	2016
Intérêt sur la dette à long terme ¹	289	290
Intérêt sur la dette à court terme	7	8
Intérêts créditeurs	(9)	(7)
Intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels	(162)	(141)
Intérêts liés aux actifs et aux passifs réglementaires ²	(30)	(30)
Intérêts débiteurs, montant net	95	120

¹ Sauf l'intérêt sur la dette de premier rang de Fair Hydro Trust.

² Comprennent les intérêts afin de comptabiliser les frais de financement liés aux comptes 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 mise à niveau de la capacité et dans le compte d'écarts relatif au rejet des soldes d'avant décembre 2008 du tunnel de Niagara.

Les intérêts payés en 2017 se sont établis à 258 millions de dollars (269 millions de dollars en 2016) dont une tranche de 251 millions de dollars (261 millions de dollars en 2016) a trait aux intérêts payés sur la dette à long terme.

Le total de la valeur nette comptable des actifs donnés en nantissement de la dette de PSS, de UMH Energy Partnership, de Lower Mattagami Energy Limited Partnership (LME) et de Lower Mattagami Limited Partnership totalisait 3 645 millions de dollars au 31 décembre 2017 (3 510 millions de dollars au 31 décembre 2016).

Le total de la valeur nette comptable des actifs garantis de Fair Hydro Trust offerts à certains créanciers de la Fiducie, y compris les créanciers de premier rang et OPG, à titre de créancier de rang inférieur et de gestionnaire des services financiers de la Fiducie, était de 1 190 millions de dollars au 31 décembre 2017.

7. DETTE À COURT TERME

OPG peut faire des emprunts 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 de l'exercice 2017, OPG a renouvelé les deux tranches et en a reporté l'échéance à mai 2022. Aucun emprunt sur la facilité de crédit bancaire n'était en cours. Au 31 décembre 2017, du papier commercial de 100 millions de dollars était en cours dans le cadre du programme de papier commercial d'OPG. Le programme de papier commercial sert à fournir du financement à court terme à la Société, à un taux d'intérêt d'environ 1 % et pour une durée de moins d'un an.

Au 31 décembre 2017, LME pouvait faire des emprunts sur une facilité de crédit bancaire de 400 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 2022 et en une tranche de 100 millions de dollars qui vient à échéance en août 2018. Au 31 décembre 2017, du papier commercial de 160 millions de dollars était en cours dans le cadre du programme de papier commercial de LME. Une lettre de crédit de 55 millions de dollars a été émise en juillet 2017 en vertu de la première tranche de la facilité de crédit de LME et restait en cours au 31 décembre 2017.

Au 31 décembre 2017, OPG pouvait faire des emprunts 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 468 millions de dollars, lesquelles 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 2017, des lettres de crédit d'un total de 390 millions de dollars avaient été émises en vertu de ces facilités, dont 353 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.

Les facilités de crédit non confirmées à court terme de la Société comprennent 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 et vient à échéance le 30 novembre 2018. Au 31 décembre 2017, 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.

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 2017, des lettres de crédit d'un total de 15 millions de dollars avaient été émises en vertu de ces facilités.

8. FONDS POUR ENLÈVEMENT D'IMMOBILISATIONS NUCLÉAIRES ET GESTION DES DÉCHETS NUCLÉAIRES ET PASSIFS 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>	2017	2016
Passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié	11 970	11 292
Passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité	8 107	7 811
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	344	381
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	20 421	19 484

Les variations des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre ont été les suivantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	2017	2016
Passifs au début de l'exercice	19 484	20 169
Augmentation des passifs en raison de la charge de désactualisation ¹	974	1 024
Diminution des passifs découlant de la mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA	-	(1 567)
Augmentation des passifs reflétant les variations des durées de vie utile estimatives des centrales nucléaires (<i>note 3</i>)	188	-
Diminution des passifs reflétant les variations des durées de vie utile estimatives des centrales nucléaires (<i>note 3</i>)	(30)	-
Augmentation des passifs en raison des charges liées au combustible irradié et aux déchets nucléaires et d'autres charges ¹	118	133
Passifs réglés par les dépenses liées à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires au cours de l'exercice	(313)	(275)
Passifs à la fin de l'exercice	20 421	19 484

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 pour l'arrêt sécuritaire des centrales nucléaires, le démantèlement, la démolition et l'évacuation des installations et du matériel, la décontamination et la réfection 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 exhaustive des estimations des coûts des passifs nucléaires est incluse dans le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA, qui a été finalisé et approuvé par la Province au quatrième trimestre de 2016. La mise à jour a donné lieu à une baisse d'environ 1 570 millions de dollars des passifs nucléaires au 31 décembre 2016.

Comme il a été mentionné à la note 3, OPG avait comptabilisé une augmentation des passifs nucléaires de 188 millions de dollars au 31 décembre 2017 afin de tenir compte des modifications apportées à la durée de vie utile estimative de la centrale Pickering. L'augmentation des passifs a été calculée en actualisant les flux de trésorerie futurs additionnels nets selon un taux de 2,94 %.

Aux fins du calcul des passifs nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2017, 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 passifs. 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 de 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 le passif lié aux coûts de gestion du combustible nucléaire irradié, OPG a adopté une approche 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 du combustible nucléaire irradié.

Passif lié aux coûts de déclasserement de centrales nucléaires et de 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 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 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 la Western Waste Management Facility, à Kincardine, en Ontario. Le processus d'évaluation environnementale du dépôt géologique en profondeur proposé se poursuit.

Passif lié aux coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires

Le passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires représente principalement les coûts estimatifs de déclassement des centrales thermiques d'OPG au terme de leur durée de vie utile. Ce passif repose sur des estimations de coûts formulées par des tiers à la lumière d'un examen des sites des centrales et d'une évaluation des activités de nettoyage et de remise en état requises. Aux fins de l'évaluation du passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires, il est présumé que l'enlèvement d'immobilisations thermiques se fera d'ici 1 an à 15 ans environ.

Comme il est mentionné à la note 3, OPG a mis à jour les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations pour des centrales thermiques au 31 décembre 2017. Au 31 décembre 2017, la diminution des passifs de 30 millions de dollars découlant de cette mise à jour avait été calculée en actualisant la diminution nette des flux de trésorerie futurs selon le taux d'actualisation moyen pondéré variant de 3,41 % à 5,58 % reflété dans le passif existant.

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 déclassement des centrales nucléaires et la gestion à long terme des déchets nucléaires. Le Fonds distinct pour combustible irradié et le Fonds distinct de déclassement 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 y fait des versements trimestriels sur la durée de vie estimative de ses centrales nucléaires, comme il est précisé dans l'ONFA, y compris des cotisations à la Fiducie en vertu de la LDCN de l'Ontario (la « Fiducie en vertu de la LDCN ») établie par OPG en vertu de la LDCN. La Fiducie en vertu de la LDCN 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 en vertu de la LDCN, exigée 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 2017 était de néant (150 millions de dollars 2016). 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 présumées dans l'ONFA, qui ne tenaient pas compte des prolongations subséquentes des durées de vie des centrales nucléaires afin de refléter les décisions de réfection et de prolongation des durées de vie.

OPG n'a pas été tenue de verser des cotisations au Fonds distinct de déclassement, qui était entièrement capitalisé au moment de sa création par une cotisation initiale versée par la SFIEO, un organisme de 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 déclassement 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 déclassement des centrales nucléaires. Comme l'exigent les modalités de l'ONFA, la Province fournit une garantie provinciale à la 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, le cas échéant. La valeur de la garantie provinciale s'appliquant jusqu'à la fin de 2017 était de 1 551 millions de dollars. En vertu de ce montant de garantie, OPG a payé à la Province une commission de garantie de 8 millions de dollars en 2017 et en 2016, respectivement.

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 2017 et 2016, le Fonds distinct de déclassement était surcapitalisé.

À l'expiration de l'ONFA, seule la Province 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, aux 31 décembre 2017 et 2016, le Fonds distinct pour combustible irradié était légèrement surcapitalisé. 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 2017 était limité à la valeur du passif de capitalisation sous-jacent conformément au plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA. Ce 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 de 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 15,7 milliards de dollars au 31 décembre 2017. 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 présumée 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 par 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 de capitalisation 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.

Aux 31 décembre 2017 et 2016, le Fonds distinct pour combustible irradié était légèrement surcapitalisé selon le plan de référence de 2017 en vertu de l'ONFA, et OPG a comptabilisé un montant à payer à la Province, 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	
	2017	2016
Fonds distinct de déclassement	9 099	8 317
Montant à payer à la Province – Fonds distinct de déclassement	(1 933)	(1 477)
	7 166	6 840
Fonds distinct pour combustible irradié ¹	12 087	11 082
Montant à payer à la Province – Fonds distinct pour combustible irradié	(2 529)	(1 938)
	9 558	9 144
Total des Fonds distincts nucléaires	16 724	15 984
Moins : tranche à court terme	23	24
Fonds distincts nucléaires à long terme	16 701	15 960

¹ Au 31 décembre 2017, la Fiducie en vertu de la LDCN représentait 3 882 millions de dollars du Fonds distinct pour combustible irradié à la juste valeur (3 688 millions de dollars en 2016).

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	
	2017	2016
Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme	227	354
Actifs immobiliers	2 357	1 989
Fonds groupés	1 713	1 329
Titres de capitaux propres négociables	10 457	9 503
Titres à revenu fixe	6 405	6 181
Débiteurs/créditeurs, montant net	27	43
	21 186	19 399
Montant à payer à la Province	(4 462)	(3 415)
	16 724	15 984

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 2017 et 2016 se résument comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Fonds distinct de déclassement	2017	Total
		Fonds pour combustible irradié	
Coût historique	7 327	9 902	17 229
Gains latents bruts (pertes latentes brutes)			
Total de la plus-value	1 789	2 188	3 977
Total de la moins-value	(134)	(180)	(314)
Gains de change	117	177	294
Montant à payer à la Province	9 099 (1 933)	12 087 (2 529)	21 186 (4 462)
Total de la juste valeur	7 166	9 558	16 724
Moins : tranche à court terme	5	18	23
Juste valeur à long terme	7 161	9 540	16 701

<i>(en millions de dollars)</i>	Fonds distinct de déclassement	2016	Total
		Fonds 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

Les gains ou les pertes réalisés et latents nets sur les placements pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016 sont résumés comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Fonds distinct de déclassement	2017 Fonds pour combustible irradié	Total
Gains réalisés, montant net			
Gains réalisés à l'exclusion des gains de change	198	245	443
Gains de change réalisés	54	65	119
Gains réalisés, montant net	252	310	562
Gains latents, montant net			
Gains latents à l'exclusion des gains de change	494	666	1 160
Pertes de change latentes	(143)	(178)	(321)
Gains latents, montant net	351	488	839

<i>(en millions de dollars)</i>	Fonds distinct de déclassement	2016 Fonds pour combustible irradié	Total
Gains réalisés, montant net			
Gains réalisés à l'exclusion des gains 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 des gains de change	360	442	802
Pertes de change latentes	(165)	(216)	(381)
Gains latents, montant net	195	226	421

La variation des Fonds distincts nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre a été comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Juste valeur	
	2017	2016
Fonds distinct de déclassement au début de l'exercice	6 840	6 549
Augmentation du fonds en raison du rendement des placements	807	505
Diminution du fonds en raison du remboursement des dépenses admissibles	(25)	(22)
Augmentation du montant à payer à la Province	(456)	(192)
Fonds distinct de déclassement à la fin de l'exercice	7 166	6 840
Fonds distinct pour combustible irradié au début de l'exercice	9 144	8 587
Augmentation du fonds en raison des cotisations versées	-	150
Augmentation du fonds en raison du rendement des placements	1 059	690
Diminution du fonds en raison du remboursement des dépenses admissibles	(54)	(48)
Augmentation du montant à payer à la Province	(591)	(235)
Fonds distinct pour combustible irradié à la fin de l'exercice	9 558	9 144

Le rendement des Fonds distincts nucléaires en 2017 et 2016 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 a été comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2017	2016
Fonds distinct de déclassement	351	313
Fonds distinct pour combustible irradié	468	455
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	(18)	(22)
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	801	746

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 recouvrés 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 s'est présenté comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2017	2016
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	1 090	621
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	289	165
(Diminution) augmentation des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants :		
Charge (recouvrement) d'impôts reportés dans les actifs et passifs	(20)	65
Crédits d'impôt à l'investissement sur les dépenses de recherche scientifique et de développement expérimental	(47)	(48)
Crédit de fabrication et de traitement	(16)	(9)
Autres	3	(5)
	(80)	3
Impôts sur les bénéfices	209	168
Taux d'imposition effectif	19,2 %	27,0 %

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

<i>(en millions de dollars)</i>	2017	2016
Charge d'impôts de l'exercice	190	204
Charge (recouvrement) d'impôts reportés	19	(36)
Impôts sur les bénéfices	209	168

Les incidences fiscales des écarts temporaires donnant lieu à des actifs et des passifs d'impôts reportés aux 31 décembre étaient les suivantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	2017	2016
Actifs d'impôts reportés :		
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	5 096	4 861
Autres actifs et passifs	2 057	1 813
	7 153	6 674
Passifs d'impôts reportés :		
Immobilisations corporelles et actifs incorporels	(1 923)	(1 807)
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(4 181)	(3 996)
Autres actifs et passifs	(1 928)	(1 700)
	(8 032)	(7 503)
Passifs d'impôts reportés nets	(879)	(829)

En 2017, OPG a enregistré une augmentation de 59 millions de dollars (46 millions de dollars en 2016) 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 recouvrés 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 2017 et 2016 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>	2017	2016
Aux 1^{er} janvier :		
Passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	627	592
Passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés à l'actif réglementaire au titre des passifs d'impôts reportés	211	200
	838	792
Variations au cours de l'exercice :		
Augmentation des passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	44	35
Augmentation des passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés à l'actif réglementaire au titre des passifs d'impôts reportés	15	11
Solde aux 31 décembre	897	838

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>	2017	2016
Économies d'impôts non constatées au début de l'exercice	77	72
Ajouts en fonction des positions fiscales relatives à l'exercice considéré	21	19
Ajouts pour les positions fiscales des exercices antérieurs	-	2
Réductions pour les positions fiscales des exercices antérieurs	(20)	(16)
Économies d'impôts non constatées à la fin de l'exercice	78	77

Au 31 décembre 2017, les économies d'impôts non constatées d'OPG s'élevaient à 78 millions de dollars (77 millions de dollars en 2016), 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 2017, OPG avait comptabilisé des intérêts sur les économies d'impôts non constatées de 8 millions de dollars (8 millions de dollars en 2016). OPG considère que sa domiciliation fiscale principale est le Canada. OPG demeure assujettie à des contrôles fiscaux pour les exercices postérieurs à 2013.

En 2017, OPG a versé 195 millions de dollars en impôts (déduction faite du recouvrement d'impôts) (98 millions de dollars en 2016).

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 sont comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Gains et pertes latents sur les couvertures de flux de trésorerie	2017 Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite	Titres disponibles à la vente	Total
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début de l'exercice	(87)	(207)	(1)	(295)
Gain actuariel lors de la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	-	(23)	-	(23)
Perte latente sur titres disponibles à la vente	-	-	(8)	(8)
Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	18	10	-	28
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	18	(13)	(8)	(3)
Reclassement de la participation sans contrôle par suite de la modification de la participation détenue <i>(note 22)</i>	3	-	-	3
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin de l'exercice	(66)	(220)	(9)	(295)

<i>(en millions de dollars)</i>	Gains et pertes latents sur les couvertures de flux de trésorerie	2016 Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite	Titres disponibles à la vente	Total
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début de l'exercice	(106)	(213)	-	(319)
Perte actuarielle lors de la réévaluation	-	(6)	-	(6)
passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite				
Perte latente sur 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)

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016, les montants importants reclassés hors de chaque composante du cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices, ont été comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu		Poste aux états des résultats
	2017	2016	
Amortissement des pertes découlant des couvertures de flux de trésorerie			
Pertes	20	21	Intérêts débiteurs, montant net
Recouvrement d'impôts	(2)	(2)	Impôts sur les bénéfices
	18	19	
Amortissement des montants relatifs aux régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite			
Pertes actuarielles et coûts des services	13	16	Se reporter à la note 1 ci-dessous
Recouvrement d'impôts	(3)	(4)	Impôts sur les bénéfices
	10	12	
Total des montants reclassés pour l'exercice	28	31	

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 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 couvrir 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, aux fins de la gestion des risques ou à des fins stratégiques, 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 à rendement réel et des obligations de sociétés. 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 représentaient environ 12 % du total des actifs de la caisse de retraite au 31 décembre 2017. 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 géré par des directives en matière de tolérance au risque, qui exigent que les titres à revenu fixe respectent diverses 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 2017			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	377	-	-	377
Placements à court terme	-	9	-	9
Titres à revenu fixe				
Titres d'emprunt de sociétés	-	521	-	521
Obligations de gouvernements	-	3 476	-	3 476
Actions				
Canadiennes	1 441	329	-	1 770
Américaines	1 551	-	-	1 551
Mondiales	1 681	-	-	1 681
Fonds groupés	459	105	-	564
Autres	15	-	-	15
	5 524	4 440	-	9 964
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				4 221
				14 185 ²

¹ Représentent 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 par la caisse de retraite et à payer par celle-ci.

(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	1 449	291	-	1 740
Américaines	1 495	-	-	1 495
Mondiales	1 643	-	-	1 643
Fonds groupés	118	413	-	531
	5 395	4 594	-	9 989
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				3 504
				13 493 ²

¹ Représentent 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 par la caisse de retraite et à payer par à celle-ci.

Coûts et passifs des régimes

Les 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 en plus des hypothèses clés utilisées pour déterminer ces montants sont présentés dans les tableaux qui suivent :

	Régimes de retraite et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2017	2016	2017	2016
<i>Hypothèses moyennes pondérées – obligations au titre des prestations à la fin de l'exercice</i>				
Taux d'actualisation pour les obligations au titre des prestations projetées	3,57 %	3,90 %	3,60 %	3,94 %
Taux d'indexation de la grille salariale – taux initial ¹	1,90 %	1,80 %	1,90 %	1,80 %
– 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.	5,80 %	5,90 %
Taux tendanciel définitif du coût des soins de santé	s. o.	s. o.	4,32 %	4,32 %
Année d'atteinte du taux tendanciel définitif 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	
	2017	2016	2017	2016
<i>Hypothèses moyennes pondérées – coûts de l'exercice</i>				
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	6,00 %	6,00 %	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation pour le coût des services rendus au cours de l'exercice	4,15 %	4,10 %	4,03 %	4,13 %
Taux d'actualisation pour les obligations au titre des prestations projetées	3,37 %	4,10 %	3,53 %	4,13 %
Taux d'actualisation pour l'intérêt sur le coût des services rendus au cours de l'exercice	3,95 %	4,10 %	3,85 %	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 %
Durée moyenne résiduelle prévue d'activité des salariés actifs (années)	12	12	13	13

¹ Par année jusqu'au 31 décembre 2021.

	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
<i>(en millions de dollars)</i>						
<i>Composantes de la charge comptabilisée pour l'exercice</i>						
Coût des services rendus au cours de l'exercice	274	277	7	7	67	67
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	548	634	11	12	106	133
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	(766)	(734)	-	-	-	-
Amortissement des coûts des services passés ¹	-	-	-	-	1	1
Amortissement de la perte actuarielle nette ¹	183	192	6	4	-	19
Comptabilisation du gain actuariel net (de la perte actuarielle nette) lié aux prestations d'invalidité prolongée	-	-	-	-	11	(52)
Coûts comptabilisés²	239	369	24	23	185	168

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 des prestations, 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'est établi comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :

<i>(en millions de dollars)</i>	2017	2016
Régimes de retraite agréés	239	369
Régimes de retraite complémentaires	24	23
Avantages complémentaires de retraite	185	168
Compte d'écarts liés aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite <i>(note 5)</i>	81	86
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 <i>(note 5)</i>	(117)	(182)
Coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	412	464

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, étaient les suivants :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
<i>Variation des actifs de la caisse de retraite</i>						
Juste valeur des actifs de la caisse de retraite au début de l'exercice	13 506	13 160	-	-	-	-
Cotisations patronales	214	255	14	15	94	93
Cotisations salariales	97	85	-	-	-	-
Rendement réel des actifs des régimes déduction faite des charges	1 207	714	-	-	-	-
Versements de prestations	(761)	(708)	(14)	(15)	(94)	(93)
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	14 263	13 506	-	-	-	-
<i>Variation des obligations au titre des prestations projetées</i>						
Obligations au titre des prestations projetées au début de l'exercice	16 199	15 475	336	299	2 992	3 188
Coût des services rendus au cours de l'exercice pour l'employeur	274	277	7	7	67	67
Cotisations salariales	97	85	-	-	-	-
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	548	634	11	12	106	133
Versements de prestations	(761)	(708)	(14)	(15)	(94)	(93)
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	987	436	16	33	119	(303)
Obligations au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	17 344	16 199	356	336	3 190	2 992
Situation de capitalisation – déficit à la fin de l'exercice	(3 081)	(2 693)	(356)	(336)	(3 190)	(2 992)

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	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Passif à court terme	-	-	(14)	(17)	(98)	(95)
Passifs à long terme	(3 081)	(2 693)	(342)	(319)	(3 092)	(2 897)
Total des passifs	(3 081)	(2 693)	(356)	(336)	(3 190)	(2 992)

Au 31 décembre 2017, les obligations cumulées au titre des prestations pour les régimes de retraite agréés et les régimes de retraite complémentaires s'élevaient respectivement à 16 005 millions de dollars et 333 millions de dollars (respectivement à 14 909 millions de dollars et 293 millions de dollars en 2016). 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 :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
<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	546	456	16	33	108	(251)
Amortissement de la perte actuarielle nette	(183)	(192)	(6)	(4)	-	(19)
Amortissement des coûts des services passés	-	-	-	-	(1)	(1)
Diminution (augmentation) totale des autres éléments du résultat étendu	363	264	10	29	107	(271)
Moins : augmentation (diminution) de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite <i>(note 5)</i>	352	253	9	27	102	(250)
Diminution (augmentation) nette des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	11	11	1	2	5	(21)

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	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
<i>Montants non amortis comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu</i>						
Coûts des services passés	-	-	-	-	4	5
Perte actuarielle nette	3 650	3 287	116	106	378	270
Total des montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu	3 650	3 287	116	106	382	275
Moins : actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 5)	3 391	3 039	109	100	355	253
Montant net comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	259	248	7	6	27	22

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 des prestations 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 2018, avant impôts :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés	Régimes de retraite complémentaires	Avantages complémentaires de retraite
Coûts des services passés	-	-	1
Perte actuarielle nette	198	7	6
Total de l'augmentation des autres éléments du résultat étendu	198	7	7
Moins : diminution estimative de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	184	6	6
Augmentation nette des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	14	1	1

La plus récente évaluation actuarielle, aux fins de capitalisation, du régime de retraite agréé d'OPG, en date du 1^{er} janvier 2017, a été déposée auprès de la CSFO en septembre 2017. La prochaine évaluation actuarielle doit être en date du 1^{er} janvier 2020 au plus tard. Pour 2018, les cotisations qu'OPG doit verser à son régime de retraite agréé devraient s'élever à 215 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 353 millions de dollars au 31 décembre 2017 (349 millions de dollars en 2016).

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 2017, se détaillaient de la manière suivante :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite agréés	Régimes de retraite complémentaires	Avantages complémentaires de retraite
2018	676	15	98
2019	696	15	101
2020	722	15	105
2021	747	16	108
2022	764	16	111
2023 jusqu'en 2027	4 397	86	633

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 40 millions de dollars au titre des avantages complémentaires de retraite pour 2017 (45 millions de dollars pour 2016) ou une diminution des composantes services et intérêts des coûts de 29 millions de dollars au titre des avantages complémentaires de retraite pour 2017 (33 millions de dollars pour 2016). Une augmentation ou une diminution de 1 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait une augmentation de 592 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2017 pour les avantages complémentaires de retraite (560 millions de dollars pour 2016) ou une diminution de 451 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2017 pour les avantages complémentaires de retraite (426 millions de dollars pour 2016).

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 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 2017, 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 20 millions de dollars au 31 décembre 2017 (24 millions de dollars au 31 décembre 2016).

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>	2017	2016
Couvertures de flux de trésorerie (comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu)		
Reclassement de pertes dans les intérêts débiteurs, montant net	20	21
Dérivés sur marchandises (comptabilisés dans le bénéfice net)		
Pertes réalisées incluses dans les revenus	(9)	(12)
Gains latents (pertes latentes) inclus dans les revenus	3	(3)

Des pertes nettes avant impôts existantes de 19 millions de dollars comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2017 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.

Le tableau qui suit présente un résumé des instruments financiers d'OPG et de leur juste valeur aux 31 décembre 2017 et 31 décembre 2016 :

(en millions de dollars)	Juste valeur		Valeur comptable ¹		Poste du bilan
	2017	2016	2017	2016	
Fonds distincts nucléaires (y compris la tranche à moins d'un an) ²	16 724	15 984	16 724	15 984	Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires
Créances de financement	1 179	-	1 179	-	Créances de financement
Investissement dans des actions de Hydro One	188	212	188	212	Titres disponibles à la vente
Montant à payer relatif aux couvertures de flux de trésorerie	(40)	(48)	(40)	(48)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Dettes à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(6 234)	(6 033)	(5 735)	(5 520)	Dettes à long terme
Dettes à long terme – Fair Hydro Trust	(601)	-	(601)	-	Dettes à long terme
Autres instruments financiers	(16)	(18)	(16)	(18)	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.

² Les Fonds distincts nucléaires se composent du Fonds distinct de déclassement et du Fonds distinct pour combustible irradié. La juste valeur d'OPG pour les Fonds distincts nucléaires ne peut être supérieure au passif de capitalisation en vertu de l'ONFA lorsque les Fonds distincts nucléaires sont surcapitalisés. Se reporter à la note 8 pour obtenir de plus amples renseignements.

La juste valeur de la dette de premier rang à long terme de Fair Hydro Trust et de la dette à long terme émise dans le cadre du programme des billets à moyen terme se fonde sur des cours du marché actif non rajustés observés, qui sont considérés comme des données de niveau 1. Tous les autres instruments d'emprunt à long terme sont établis 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 comme des données de niveau 2.

La juste valeur des créances de financement liées aux participations d'investissement acquises de la SIERE est estimée être égale à la juste valeur de la dette à long terme sous-jacente en raison du lien direct entre l'actif et les instruments d'emprunts ayant financé l'acquisition. Les créances de financement sont financées par la dette de premier rang à long terme émise par la Fiducie à des tiers et par la dette de rang inférieur émise par la Fiducie à OPG et éliminée au moment de la consolidation. Par conséquent, la juste valeur de la tranche des créances de financement financée par la dette de premier rang à long terme est fondée sur des données de niveau 1, tandis que la tranche financée par la dette de rang inférieur s'appuie sur des données fondées sur un cours du marché révélateur, qui sont considérées comme des données de 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 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 2017 et 31 décembre 2016 :

(en millions de dollars)	31 décembre 2017			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Actifs				
<i>Fonds distinct pour combustible irradié</i>				
Placements évalués à la juste valeur, moins les placements évalués à la valeur liquidative	6 090	4 705	-	10 795
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				1 292
				12 087
Montant à payer à la Province				(2 529)
Fonds distinct pour combustible irradié, montant net				9 558
<i>Fonds distinct de déclassement</i>				
Placements évalués à la juste valeur, moins les placements évalués à la valeur liquidative	4 547	3 487	-	8 034
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				1 065
				9 099
Montant à payer à la Province				(1 933)
Fonds distinct de déclassement, montant net				7 166
Placement dans des titres disponibles à la vente	188	-	-	188
Autres actifs financiers	5	3	6	14
Passif				
Autres passifs financiers	(28)	(2)	-	(30)

¹ Représentent 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 2016			Total
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
Actifs				
<i>Fonds distinct pour combustible irradié</i>				
Placements évalués à la juste valeur, moins les placements évalués à la valeur liquidative	5 602	4 394	-	9 996
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				1 086
				11 082
Montant à payer à la Province				(1 938)
Fonds distinct pour combustible irradié, montant net				9 144
<i>Fonds distinct de déclassement</i>				
Placements évalués à la juste valeur, moins les placements évalués à la valeur liquidative	4 171	3 243	-	7 414
Placements évalués à la valeur liquidative ¹				903
				8 317
Montant à payer à la Province				(1 477)
Fonds distinct de déclassement, montant net				6 840
Placement dans des titres disponibles à la vente	212	-	-	212
Autres actifs financiers	6	2	9	17
Passif				
Autres passifs financiers	(29)	(6)	-	(35)

¹ Représentent 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 2017, 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 ou depuis le niveau 3.

Le tableau qui suit présente les variations des actifs nets d'OPG mesurés à la juste valeur, selon les instruments financiers de niveau 3.

(en millions de dollars)	Autres instruments financiers
Solde d'ouverture au 1 ^{er} janvier 2017	9
Pertes latentes incluses dans les revenus	(3)
Pertes réalisées incluses dans les revenus	(9)
Achats	9
Solde de clôture au 31 décembre 2017	6

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.

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 distincts nucléaires qui étaient présentés à la valeur liquidative au 31 décembre 2017 :

<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>	Juste valeur	Engagements non	Fréquence des rachats	Avis de rachat
Actifs réels				
Infrastructures	1 330	798	s. o.	s. o.
Immobilier	936	440	s. o.	s. o.
Agriculture	91	97	s. o.	s. o.
Fonds groupés				
Placements à court terme	32	s. o.	Quotidienne	e 1 à 5 jours
Titres à revenu fixe	729	s. o.	Quotidienne	e 1 à 5 jours
Capitaux propres	952	s. o.	Quotidienne	e 1 à 5 jours
Total	4 070	1 335		

La juste valeur des fonds groupés est classée dans le niveau 2. Les placements dans les secteurs des infrastructures, de l'immobilier et de l'agriculture sont évalués au moyen de la valeur liquidative comme substitut pratique de la juste valeur.

Infrastructures

Cette catégorie d'actifs comprend les placements dans des fonds et des actifs dont l'objectif 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 privés dans les secteurs de l'énergie, des transports, des communications et des services publics. 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 les fonds respectifs ne peuvent être rachetés. 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 de cette catégorie d'actifs seront liquidés.

Immobilier

Cette catégorie d'actifs comprend les placements dans des fonds et des actifs dont l'objectif 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 des biens immobiliers de qualité supérieure. 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 les fonds 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 immobilier seront reçues en fonction du rendement des placements sous-jacents ou du produit de la liquidation éventuelle des placements sous-jacents des fonds. 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 d'actifs seront liquidés.

Agriculture

Cette catégorie d'actifs comprend les placements dans des fonds et des actifs dont l'objectif est de procurer une source de revenus, un rendement et une protection contre l'inflation différenciés habituellement au moyen de placements mondiaux dans des terres agricoles et forestières. 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 les fonds 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'agriculture seront reçues en fonction du rendement des placements sous-jacents ou du produit de la liquidation éventuelle des placements sous-jacents. Il est impossible de prédire quand les actifs sous-jacents de cette catégorie d'actifs seront liquidés.

Fonds groupés

Cette catégorie d'actifs 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. CAPITAL-ACTIONS

Actions ordinaires

Aux 31 décembre 2017 et 2016, 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, la Province.

Actions de catégorie A

Les statuts de fusion de la Société ont été modifiés avec prise d'effet le 1^{er} décembre 2017, afin de permettre la création et l'émission d'actions de catégorie A sans droit de vote à l'intention de la Province en échange d'injections de capitaux propres dans OPG. Toutes les actions en circulation appartiennent directement à la Province et OPG est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions de catégorie A sans valeur nominale. Les actions de catégorie A et les actions ordinaires sont de rang égal en matière de droit aux dividendes, et tous les dividendes déclarés par OPG doivent l'être en montant égal par action, et ce, pour toutes les actions en circulation sans préférence ni distinction. Au moment de la liquidation, ou de la dissolution d'OPG, volontaire ou non, les porteurs d'actions de catégorie A et d'actions ordinaires ont droit au partage des biens et des actifs également, à parité numérique dans le cadre de la distribution des biens et des actifs, sans préférence ni distinction. Toute émission d'une nouvelle catégorie d'actions est assujettie au consentement de la Province. OPG est autorisée à racheter les actions de catégorie A en circulation si le conseil d'administration d'OPG donne son approbation.

En décembre 2017, OPG a émis 12 217 616 actions de catégorie A au prix de 42,46 \$ l'action à la Province en échange d'une injection de capitaux propres dans OPG, pour un produit de 519 millions de dollars. Le produit a servi à acheter les créances de rang inférieur de Fair Hydro Trust pour un montant égal à 44 % du financement total requis pour l'acquisition de participations d'investissement de la SIERE en décembre 2017.

15. RÉSULTATS PAR ACTION

Le résultat de base et dilué par action est calculé en divisant le bénéfice net attribuable à l'actionnaire par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation.

Les actions de catégorie A sont comprises dans le nombre moyen pondéré d'actions en circulation. Au 31 décembre 2017, ce nombre était de 256,7 millions (256,3 millions en 2016). Au cours des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016, il n'y avait aucun titre dilutif.

16. 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 de la Cour de justice supérieure de l'Ontario d'un calendrier pour la poursuite des procédures et selon lequel la date du procès doit être fixée avant le 31 décembre 2018. OPG a transmis une défense conformément à une prorogation de la date limite initiale du 30 juin 2017, indiquée dans 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 des 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 coentrepreneurs ont conjointement garanti la performance financière des entités sous contrôle conjoint, principalement en ce qui a trait au paiement des dettes. Au 31 décembre 2017, le montant total des garanties fournies à ces entités par OPG se chiffrait à 82 millions de dollars (83 millions de dollars au 31 décembre 2016). 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 2017, l'incidence éventuelle de la juste valeur de ces garanties sur le bénéfice avait été jugée négligeable et OPG ne s'attendait pas à faire de paiement associé à ces garanties.

Obligations contractuelles

Les obligations contractuelles d'OPG au 31 décembre 2017 étaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2019	2020	2021	2022	Par la suite	Total
Ententes d'achat de combustible	158	125	115	88	67	67	620
Cotisations au régime de retraite agréé d'OPG ¹	215	219	-	-	-	-	434
Remboursement sur la dette à long terme d'OPG	398	368	663	413	172	3 721	5 735
Intérêt sur la dette à long terme d'OPG	244	226	204	175	161	3 006	4 016
Remboursement de la dette de premier rang de Fair Hydro Trust ²	-	601	-	-	-	-	601
Intérêt sur la dette de premier rang de Fair Hydro Trust	15	15	-	-	-	-	30
Engagements liés à la réfection de la centrale Darlington ³	457	-	-	-	-	-	457
Engagements liés au projet de la centrale Ranney Falls	5	-	-	-	-	-	5
Permis d'exploitation	40	41	24	28	28	87	248
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation	28	24	24	22	22	79	199
Obligations d'achat non conditionnelles	62	59	56	5	-	-	182
Créditeurs et charges à payer	957	8	-	-	-	16	981
Divers	47	28	2	1	1	64	143
Total	2 626	1 714	1 088	732	451	7 040	13 651

¹ Les cotisations aux régimes de retraite comprennent les obligations de capitalisation continues et les obligations de capitalisation additionnelles requises pour combler le déficit par suite de l'évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG au 1^{er} janvier 2017. La prochaine évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG doit se faire au 1^{er} janvier 2020 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 2019 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 En décembre 2017, les billets ont été émis par Fair Hydro Trust en vertu d'une facilité renouvelable adossée à des actifs de 800 millions de dollars de deux ans. En février 2018, la Fiducie a émis des billets de premier rang à payer totalisant 500 millions de dollars afin de rembourser la majorité du solde restant de la facilité renouvelable adossée à des actifs.

³ 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.

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 2 962 millions de dollars au 31 décembre 2017 (2 986 millions de dollars en 2016). La valeur comptable nette se compose essentiellement des coûts de mise hors service d'immobilisations. Voir la note 3 pour en savoir plus sur la révision de cette estimation.

Conventions collectives

La Société applique les conventions collectives conclues avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique (le « syndicat ») et The Society of Energy Professionals (« The Society »). Au 31 décembre 2017, le syndicat représentait quelque 4 850 employés à plein temps d'OPG, soit environ 53 % de son effectif permanent. L'actuelle convention collective entre OPG et le syndicat a une durée de trois ans et vient à échéance le 31 mars 2018. Au 31 décembre 2017, The Society représentait environ 3 250 employés d'OPG, soit environ 35 % de son effectif permanent. L'actuelle convention collective entre OPG et The Society a une durée de trois ans et vient à échéance le 31 décembre 2018.

17. SECTEURS D'ACTIVITÉ

À compter du quatrième trimestre de 2017, OPG se compose des secteurs d'activités 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
- Fair Hydro Trust

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. Ce secteur tire également des revenus de contrats de ventes d'isotopes existants et de services auxiliaires fournis par OPG à partir de ses centrales nucléaires. Les revenus tirés des services auxiliaires proviennent des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive.

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 liés aux passifs nucléaires sont inclus dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production des installations nucléaires réglementées Pickering et Darlington 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. Ce secteur comprend les résultats des 54 centrales hydroélectriques réglementées situées sur de nombreuses rivières importantes à l'échelle de la province.

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.

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 ou d'autres contrats de production à long terme avec la SIÈRE.

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, les gains ou les pertes liés à la cession d'actifs immobiliers non réglementés, les coûts associés aux activités d'expansion non réglementées et les coûts liés aux sites des centrales 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 2017 et 2016 ont été comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2017	2016
Production nucléaire réglementée	36	34
Production hydroélectrique réglementée	7	7
Portefeuille de production liée par contrat	4	4
Réduction imputée au secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production	47	45

Secteur Fair Hydro Trust

Le secteur Fair Hydro Trust est un secteur qui ne produit pas d'électricité et qui n'est pas soumis à une réglementation des tarifs. Il présente les revenus liés au rôle d'OPG à titre de gestionnaire des services financiers du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables et à titre de détenteur de la dette de rang inférieur de la Fiducie en plus de comprendre les résultats financiers de la Fiducie. Les revenus du secteur sont composés des intérêts créditeurs provenant de la Fiducie, du recouvrement auprès de tiers des coûts et des honoraires de gestion financière et de services continus d'administration, contrebalancés en partie par les frais d'intérêts liés à la dette émise par OPG afin de financer l'acquisition de la dette de rang inférieur de la Fiducie et par d'autres coûts liés à la gestion et à l'administration de la Fiducie. Les honoraires d'OPG pour services rendus à la Fiducie à titre de gestionnaire des services financiers sont assujettis à une revue annuelle par la CEO.

Les revenus tirés de Fair Hydro Trust pour l'exercice clos le 31 décembre ont été comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>								2017
Revenus								(8)
Charges d'exploitation								8
Intérêts créditeurs								(1)
Revenus tirés de Fair Hydro Trust								(1)

Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 <i>(en millions de dollars)</i>	Production réglementée			Production non réglementée				Total
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydro- électricité	Production liée par contrat	Services, activités de négociation et activités autres que de production	Fair Hydro Trust	Élimi- nations	
Revenus	3 095	121	1 436	579	43	-	(116)	5 158
Charges liées au combustible	284	-	351	53	1	-	-	689
Marge brute	2 811	121	1 085	526	42	-	(116)	4 469
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 293	129	330	169	18	1	(116)	2 824
Amortissement	431	-	139	79	30	-	-	679
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	943	-	9	8	-	-	960
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	(801)	-	-	-	-	-	(801)
Revenus tirés de Fair Hydro Trust	-	-	-	-	-	(1)	-	(1)
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	-	-	-	(38)	-	-	-	(38)
Impôts fonciers	26	-	1	7	6	-	-	40
Autres pertes (gains)	4	-	1	-	(384)	-	-	(379)
Bénéfice (perte) avant intérêts et impôts sur les bénéfices	57	(150)	614	300	364	-	-	1 185
Intérêts débiteurs, montant net								95
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices								1 090
Impôts sur les bénéfices								209
Bénéfice net								881

Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 (en millions de dollars)	Production réglementée			Production non réglementée			Total
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydro- électricité	Production liée par contrat	Services, activités de négociation et autres que de production	Élimi- nations	
Revenus	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
Intérêts débiteurs, montant net							120
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices							621
Impôts sur les bénéfices							168
Bénéfice net							453

Principales données sectorielles du bilan consolidé au 31 décembre 2017 (en millions de dollars)	Production réglementée			Production non réglementée			Total
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydro- électricité	Production liée par contrat	Services, activités de négociation et activités autres que de production	Fair Hydro Trust	
Immobilisations corporelles en service, montant net	6 167	-	7 359	3 480	224	-	17 230
Constructions en cours	3 839	-	157	78	18	-	4 092
Immobilisations corporelles, montant net	10 006	-	7 516	3 558	242	-	21 322
Actifs incorporels en service, montant net	4	-	1	5	84	-	94
Développement en cours	16	-	-	-	23	-	39
Actifs incorporels, montant net	20	-	1	5	107	-	133
Stocks de combustible	265	-	-	44	-	-	309
Matières et fournitures, montant net :							
À moins d'un an	102	-	-	1	-	-	103
À long terme	351	-	-	4	-	-	355
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (tranche échéant à moins d'un an et tranche à long terme)	-	16 724	-	-	-	-	16 724
Créances de financement	-	-	-	-	-	1 179	1 179
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	(20 077)	-	(151)	(193)	-	(20 421)

Principales données sectorielles du bilan consolidé au 31 décembre 2016 (en millions de dollars)	Production réglementée			Production non réglementée		Total
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydro-électricité	Production liée par contrat	Services, activités de négociation et autres que de production	
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 d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (tranche échéant à moins d'un an et tranche à long terme)	-	15 984	-	-	-	15 984
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	(19 103)	-	(160)	(221)	(19 484)

Détails des dépenses en immobilisations du secteur (en millions de dollars)	Production réglementée			Production non réglementée		Total
	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Hydro-électricité	Production liée par contrat	Services, activités de négociations et autres que de production	
Exercice clos le 31 décembre 2017						
Dépenses en immobilisations corporelles et en actifs incorporels	1 631	-	148	73	74	1 926
Exercice clos le 31 décembre 2016						
Dépenses en immobilisations corporelles et en actifs incorporels	1 338	-	132	198	36	1 704

18. VARIATIONS NETTES DES SOLDES DU FONDS DE ROULEMENT HORS TRÉSORERIE

<i>(en millions de dollars)</i>	31 décembre	
	2017	2016
Montants à recevoir de parties liées	60	116
Stocks de combustible	1	34
Matières et fournitures	(3)	(4)
Charges payées d'avance	(14)	(6)
Autres actifs à court terme ¹	(28)	(32)
Impôts sur les bénéfices à payer	2	57
Créditeurs et charges à payer	36	15
	54	180

¹ Représentent les autres débiteurs.

19. 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 :

<i>(en millions de dollars)</i>	2017		2016	
	Revenus	Charges	Revenus	Charges
Hydro One				
Ventes d'électricité	8	-	6	-
Services	1	10	1	5
Dividendes	7	-	6	-
Province d'Ontario				
Variation du montant du Fonds distinct de déclassement à payer à la Province ¹	-	456	-	192
Variation du montant du Fonds distinct pour combustible irradié à payer à la Province ¹	-	591	-	235
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	110	-	120
Commission de garantie de l'ONFA	-	8	-	8
Autres	-	2	-	-
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts liés à la production hydroélectrique	-	216	-	203
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	-	158	-	169
Impôts sur les bénéfices, déduction faite des crédits d'investissement	-	246	-	104
SIERE				
Revenus liés à la production d'électricité	4 802	-	5 082	-
Revenus tirés de Fair Hydro Trust	1	-	-	-
	4 819	1 797	5 095	1 036

¹ Les Fonds distincts nucléaires sont présentés aux bilans consolidés 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 2017 et 2016, les Fonds distincts nucléaires étaient présentés déduction faite des montants à payer à la Province respectivement de 4 462 millions de dollars et 3 415 millions de dollars.

Les montants à recevoir, les créances de financement, 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>	31 décembre	
	2017	2016
Montants à recevoir de parties liées		
Hydro One	1	1
SIERE – montants à recevoir liés à l'électricité	354	421
SIERE – Fair Hydro Trust ¹	7	-
SFIEO	-	1
PEC	4	4
Province d'Ontario	3	2
Créances de financement		
SIERE – Fair Hydro Trust	1 179	-
Titres disponibles à la vente		
Actions de Hydro One	188	212
Créditeurs et charges à payer		
Hydro One	1	-
SFIEO	52	61
Province d'Ontario	9	2
SIERE – montants à payer liés à l'électricité	5	2
SIERE – Fair Hydro Trust	3	-
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)		
Billets à payer à la SFIEO	3 195	3 295

¹ Le solde comprend des revenus non facturés.

OPG peut détenir des obligations de la province d'Ontario et des bons du Trésor dans les Fonds distincts nucléaires et dans la caisse du régime de retraite agréé d'OPG. Au 31 décembre 2017, les Fonds distincts nucléaires détenaient 1 502 millions de dollars en obligations de la province d'Ontario (1 650 millions de dollars en 2016) et 9 millions de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (2 millions de dollars en 2016). Au 31 décembre 2017, la caisse du régime de retraite agréé détenait 1 million de dollars en bons du Trésor de la province d'Ontario (271 millions de dollars en 2016). Ces obligations et ces bons du Trésor de la province d'Ontario sont négociés en Bourse et sont évalués à la juste valeur. OPG supervise la gestion des placements des Fonds distincts nucléaires conjointement avec la Province.

En décembre 2017, Fair Hydro Trust a acquis une première tranche de participation d'investissement de la SIERE pour un montant de 1,18 milliard de dollars, qui a été classée dans les créances de financement au bilan consolidé d'OPG. La transaction a été réglée en trésorerie, au moyen du produit de l'émission de titres de créance de premier rang par la Fiducie à des tiers et de l'émission de créances subordonnées à OPG. Selon le règlement général de la Loi pour des frais d'électricité équitables, la SIERE se retrouve dans l'obligation de payer et de verser les coûts de possession de la Fiducie, sauf le remboursement du principal de toute obligation financière, et ce, jusqu'au 31 juillet 2021. Dès le 1^{er} mai 2021, des consommateurs déterminés seront facturés par leur entreprise de distribution locale un montant se rapportant à l'ajustement pour l'énergie propre servant à rembourser les coûts de possession de la Fiducie. Les fonds amassés seront versés à la Fiducie par l'entremise de la SIERE et serviront à régler toutes les charges liées au financement ainsi que les autres charges liées à la Fiducie sous-tendant les créances de financement.

Au 31 décembre 2017, le bilan consolidé d'OPG comprenait environ 7 millions de dollars de revenus non facturés par la SIÈRE, principalement pour les honoraires généraux de 2017 d'OPG à titre de gestionnaire des services financiers en vertu de la loi relativement aux coûts engagés par des tiers et à certains coûts de main-d'œuvre directe.

La Province a fourni une garantie limitée à des créanciers particuliers de Fair Hydro Trust. La garantie limitée serait activée dans l'éventualité où la capacité de la Fiducie à recevoir des montants à l'égard de la participation d'investissement afin de payer certaines obligations de financement se verrait compromise en raison d'une ou plusieurs des raisons suivantes : la Province apporte des changements à la Loi pour des frais d'électricité équitables ou à tout autre loi ou règlement; la Province entreprend d'apporter d'importants changements au marché de l'électricité d'Ontario; ou un tribunal déclare que cette loi n'est pas valide ou qu'elle est inconstitutionnelle.

20. 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. Les soldes des entités sous contrôle conjoint aux 31 décembre 2017 et 2016 se présentaient comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2017	2016
PEC		
Actif à court terme	20	18
Actif à long terme	240	256
Passif à court terme	(10)	(8)
Passif à long terme	(6)	(5)
Brighton Beach		
Actif à court terme	5	5
Actif à long terme	160	168
Passif à court terme	(17)	(16)
Passif à long terme	(9)	(7)
Dette à long terme	(74)	(90)
Participations dans des entités sous influence notable	309	321

21. RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, des frais de recherche et de développement de 106 millions de dollars (95 millions de dollars en 2016) ont été imputés aux résultats.

22. PARTICIPATION SANS CONTRÔLE

PSS Generating Station LP

PSS est une société en commandite formée par OPG, CRP et PSS GS Inc. Les principales activités de la société en commandite sont l'aménagement, la construction, la propriété, l'exploitation et la maintenance de la centrale hydroélectrique Peter Sutherland Sr. de 28 MW sur la rivière New Post.

La centrale Peter Sutherland Sr. a été mise en service en mars 2017. En avril 2017, CRP a accru sa participation dans PSS pour la faire passer à 33 % en vertu de la convention de société en commandite, en effectuant des apports totalisant 21 millions de dollars, réduisant ainsi la participation d'OPG pour la faire passer à 67 %. La participation de 33 % de CRP dans PSS est présentée à titre de participation sans contrôle. En raison de l'accroissement de la

participation de CRP dans la société en commandite, le cumul des autres éléments du résultat étendu de PSS et le déficit du commandité ont été attribués de manière proportionnelle à CRP à titre de réduction de sa participation sans contrôle.

Nanticoke Solar LP

En mars 2016, Nanticoke Solar LP (« NSLP »), 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 du processus d'approvisionnement de grands projets d'énergie renouvelable de la SIERE pour la construction d'une centrale solaire de 44 MW sur le site de la centrale Nanticoke d'OPG et sur les terres adjacentes. Au premier trimestre de 2017, OPG a acquis l'ensemble des participations que détenait SECCLP dans NSLP, ce qui représentait 25 % des participations dans NSLP. Par suite de l'acquisition, OPG détient 90 % des participations dans NSLP, dont la valeur avoisine 2 millions de dollars. OPG inclut les résultats de NSLP dans ses états financiers consolidés et présente la participation de l'autre partenaire comme une participation sans contrôle.

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



DIETMAR REINER

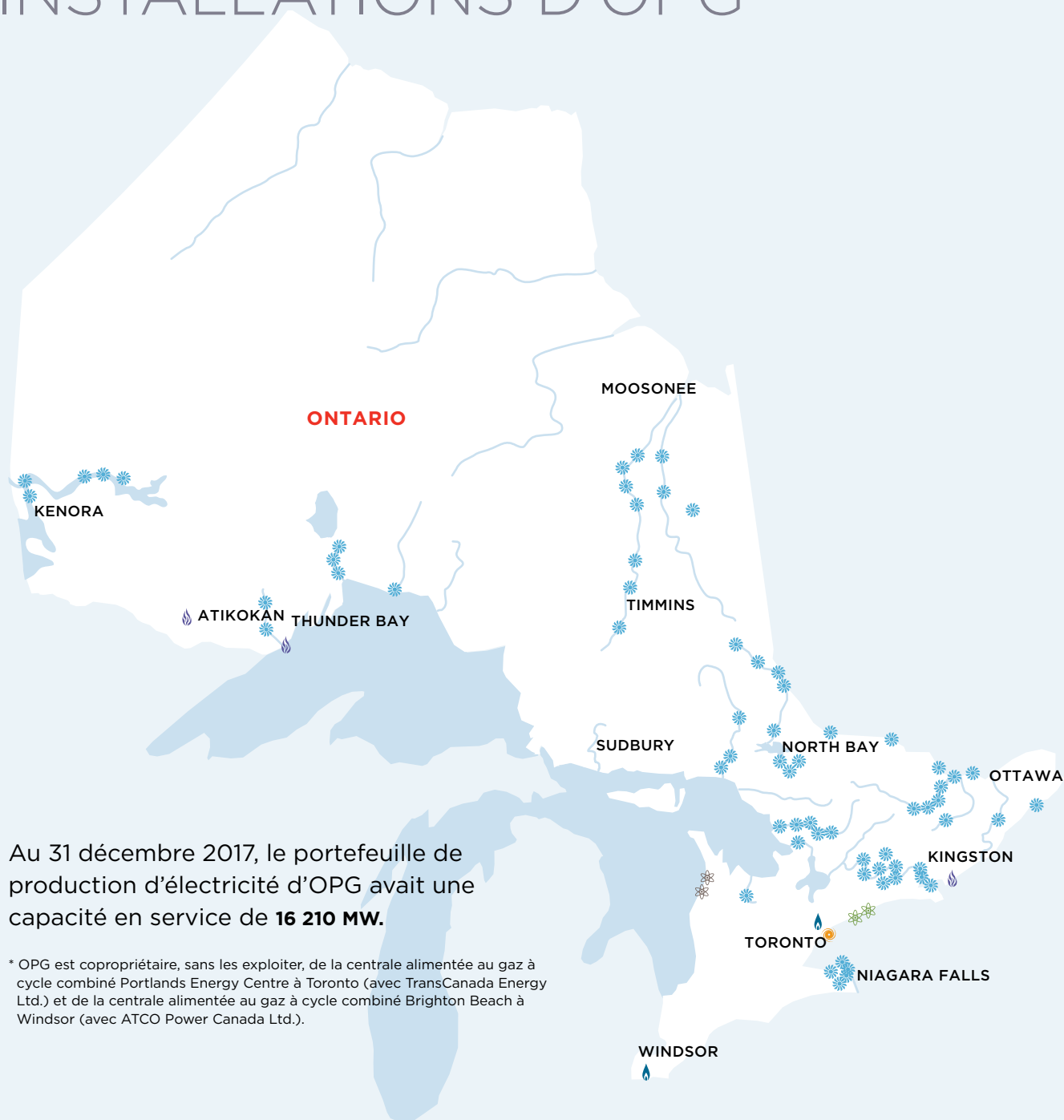
Vice-président principal,
Projets nucléaires



JENNIFER ROWE

Vice-présidente
principale, Affaires
générales

INSTALLATIONS D'OPG



Au 31 décembre 2017, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de **16 210 MW**.

* OPG est copropriétaire, sans les exploiter, de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Portlands Energy Centre à Toronto (avec TransCanada Energy Ltd.) et de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Brighton Beach à Windsor (avec ATCO Power Canada Ltd.).

2 

centrales
nucléaires

2 

centrales
nucléaires
louées

3 

centrales
thermiques

2 

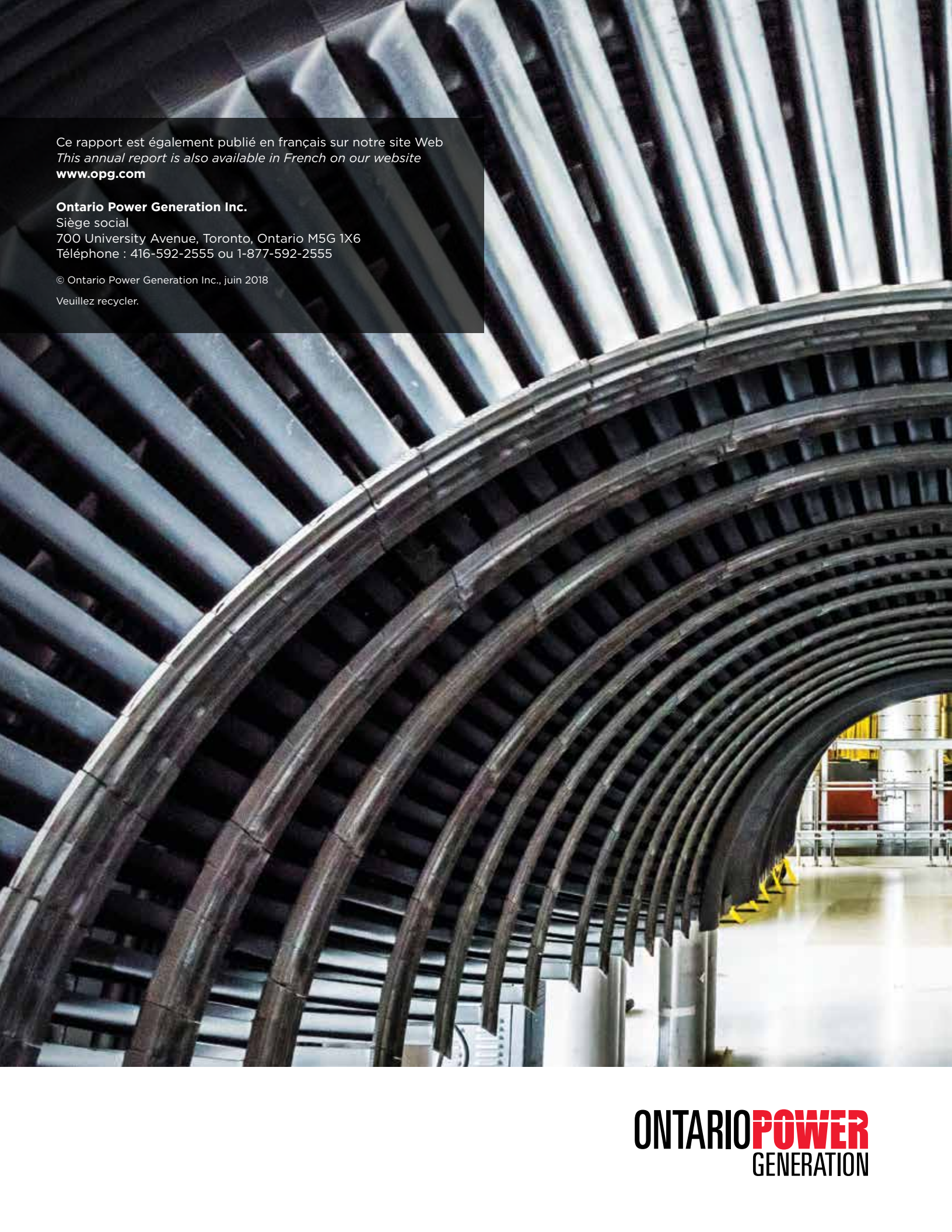
centrales
alimentées
au gaz
en copropriété*

66 

centrales
hydroélectriques

1 

turbine
éolienne



Ce rapport est également publié en français sur notre site Web
This annual report is also available in French 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., juin 2018

Veuillez recycler.

ONTARIO**POWER**
GENERATION